

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ
И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

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

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ
И
ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

3257



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

Москва 1980



В сборнике помещены статьи, отражающие современное состояние литолого-фашиальных и палеогеографических исследований в нефтяной геологии. Значительная часть статей носит методический характер — в них рассматриваются общие вопросы выявления и картирования зон литологического выклинивания и фашиального замещения, оценки с их помощью перспектив нефтегазоносности территорий с различной геологической историей и с разным геологическим строением.

Отдельные статьи посвящены конкретным литолого-фашиальным и палеогеографическим построениям по палеозойским, мезозойским и палеогеновым отложениям Западной Сибири, Волго-Уральской провинции, Предкавказья, Казахстана и Средней Азии.

Сборник рассчитан на широкие круги геологов-нефтяников.

Ответственный редактор
академик АН АзССР М.М. АЛИЕВ

М. В. КОРЖ, С. И. ФИЛИНА, М. С. ЗОНН

МЕТОДИКА ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА ЛОВУШЕК НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА (на примере Западно-Сибирской плиты)

Первостепенная роль при поиске ловушек неантиклинального типа¹ принадлежит литолого-фациальным и палеогеографическим исследованиям. Именно они позволяют находить зоны фациального замещения, литологического выклинивания, стратиграфического несогласия, являющиеся наиболее благоприятными для образования подобных типов ловушек.

Поиск ловушек неантиклинального типа нельзя рассматривать вне единой методики литолого-палеогеографических исследований, задачи которых, в свою очередь, определяются этапами и стадиями поисково-разведочных работ. Последние рассматриваются в соответствии со схемой А. Г. Алексина, Г. Т. Юдина, В. И. Корнеева, А. И. Дьяконова [1]. В зависимости от стадий поисково-разведочных работ нами выделены стадии литолого-палеогеографических исследований, для каждой из которых определены свои задачи, этапы проведения, свой набор методов исследований, видов анализов, графических приложений и методов их построения, позволяющих выявлять и картировать различные по масштабу геологические явления, в том числе и разные по площади зоны выклинивания и фациального замещения. Разработанная методика палеогеографических исследований отражена в таблице.

На региональной стадии поисково-разведочных работ проводятся региональные литолого-палеогеографические исследования, перед которыми стоят три основные задачи: 1) реконструкция условий осадконакопления в бассейне в целом; 2) выявление палеогеографических областей с развитием определенных седиментационных процессов, контролирующих образование различных типов ловушек; 3) выделение зон регионального стратиграфического и литологического выклинивания.

Для решения поставленных задач палеогеографические исследования проводятся в три этапа.

Первый этап заключается в изучении отдельных геологических разрезов с использованием литолого-фациального, цикли-

¹ В данной работе рассматриваются неантиклинальные ловушки, образовавшиеся под влиянием седиментационного фактора.

Схема палеогеографических исследований (составили С.И. Филина, М.С. Зонн)

Стадии поисково-разведочных работ	Стадии литолого-фациальных и палеогеографических исследований	Задачи	Этап	Методы
1	2	3	4	5

Поисковые

Региональные геолого-геофизические работы

Региональная

1. Реконструкция палеогеографических обстановок осадконакопления
2. Выявление палеогеографических областей, благоприятных для образования различных типов ловушек
3. Выявление зон регионального, стратиграфического и литологического выклинивания

1. Изучение отдельных разрезов

Литолого-фациальный
Циклический
Стратиграфический

2. Корреляция разрезов

Литолого-фациальный
Стратиграфический
Циклостратиграфический

3. Литолого-фациальное и палеогеографическое картирование

Литолого-фациальный
Палеогеоморфологический
Палеотектонический
Палеогеографический

Подготовка площадей под поисковое бурение

Детальные В пределах областей, районов

1. Детализация областей с различными условиями осадконакопления
2. Выявление зон регионального выклинивания продуктивных пластов

1. Уточнение геологического разреза
2. Детальная корреляция разрезов с выделением более мелких стратиграфических подразделений и внутри них - продуктивных пластов и покрышек

Литолого-фациальный
Стратиграфический
Циклостратиграфический

Виды анализов	Виды графических приложений	Методы построения
6	7	8

Полевые наблюдения: типы пород, характер напластования, текстура, структура, цвет, мощность
Лабораторные: гранулометрический, петрографический, минералогический, спектральный, палеонтологический
Анализ геофизических материалов
Циклический - на элементарном уровне

Литолого-фациальные разрезы
Кумулятивные кривые

Гистограммы
Табличные результаты анализов
Фото текстур
Фото шлифов

Разрезы в масштабе не менее 1:500 с результатами изучения керн и интерпретации каротажных диаграмм

Сопоставление разрезов

Выделение макромегациклитов

Уточнение стратиграфических границ

Литолого-фациальное и палеогеографическое картирование

Корреляционные схемы на основе стратиграфической

Карты: структурные по отражающему горизонту, литолого-фациальные, мощностей, коэффициентов песчанистости, палеогеографические

Прослеживание реперных горизонтов

Методы треугольника, изолиний, выделения зон с одинаковыми условиями. Масштаб: 1:7 500 000, 1:5 000 000, 1:2 500 000

Полевые наблюдения

Лабораторные

Анализ геофизических материалов
Циклический на различных уровнях с выделением мезо-, макро-, мегациклитов
Уточнение стратиграфических границ

Типовые литолого-фациальные разрезы
Палеогеологические профили
Корреляционные схемы на основе стратиграфической схемы

Разрезы и схемы в масштабе 1:500, 1:1000, 1:2000

Таблица (окончание)

1	2	3	4	5
		3. Литолого-фациальное и палеогеографическое картирование	Литолого-фациальный Палеогеоморфологический Палеотектонический Палеогеографический	
Поиски залежей нефти и газа		Выявление и картирование ловушек	Литолого-фациальный Палеогеоморфологический Палеогеографический	
<u>Разведочные</u>				
Разведка нефтяных и газовых месторождений и подготовка их к разработке	Детальные В пределах площадей			

ческого и стратиграфического методов. Изучаются различные типы пород, их мощности, последовательность напластования, резкость границ между слоями, цвет, состав и формы выделения аутигенных образований, видовой состав и характер захоронения фауны и флоры. Особое внимание уделяется исследованию текстурных особенностей пород на основе морфологической классификации Л.Н. Ботвинкиной [2]. В результате уже в полевых условиях выделяются элементарные циклы осадконакопления в каждом исследуемом разрезе и делаются предварительные выводы о фациальных обстановках.

Комплекс лабораторных исследований включает гранулометрический, петрографический, минералогический, спектральный, палеонтологический, палинологический анализы. При этом следует подчеркнуть, что для разрезов, сложенных уплотненными породами, гранулометрический анализ проводится в шлифах.

По результатам полевых и лабораторных исследований с использованием данных промысловой геофизики строятся литолого-фа-

6	7	8
Литологическое, литолого-фациальное, палеогеографическое картирование	Карты: структурные, по кровле, подошве исследуемой толщи, либо по ближайшему реперному горизонту; литолого-фациальная, мощностей коэффициента песчаности, коэффициента встречаемости песчаных пластов, коэффициента вертикального размещения песчаных пластов, палеофациальные, палеогеографические, схема распределения типов ловушек	Методы треугольника, изолиний, выделения зон с одинаковыми условиями. Масштаб: 1:1 000 000, 1:500 000, 1:200 000
Корреляция разрезов по площади Картирование продуктивных пластов (толщ)	Схемы сопоставления Карты: структурная, литолого-фациальная, мощностей, коэффициентов песчаности, числа песчаных пластов, эффективной мощности, коэффициента вертикального размещения песчаных пластов, электрокаротажных кривых, палеофациальная Палеогеологический профиль Схема распространения ловушек	Методика треугольника, изолиний, выделения зон с одинаковыми параметрами. Масштаб: 1:100 000, 1:50 000, 1:10 000

циальные разрезы в масштабе не менее 1:500 с выделением фациальных обстановок и циклов различного порядка, начиная от элементарных. На территории Западной Сибири эти исследования проводятся нами в основном с 1964 г. Объектом изучения явились разрезы опорных, а также поисково-разведочных скважин со значительным выносом керна.

На втором этапе исследований проводится региональная и межрайонная корреляция разрезов на основе литолого-фациального, стратиграфического и цикло-стратиграфического методов. При площадной и межрайонной корреляции большое значение приобретает сопоставление разрезов по мезоциклокомплексам, соответствующим сочетанию отдельных литологических пачек, возрастной объем которых, как правило, не превышает яруса. При региональных сопоставлениях основной единицей являются части разреза, отвечающие макроциклам, представленным сочетанием литолого-фациальных комплексов и охватывающим, как правило, два-три яруса [10, 15].

В континентальных полифациальных толщах, в которых отсутствуют реперные пласты, прослеживающиеся на значительные расстояния, сопоставлялись однотипные пачки. Они группировались в литолого-фациальные комплексы, характеризующиеся преобладанием тех или иных условий осадконакопления в определенный отрезок геологического времени и отвечающие смене трансгрессивных и регрессивных этапов. Синхронизация литолого-фациальных комплексов проводится с помощью данных палеонтологического и палинологического анализов.

Наиболее удобно рассматривать в качестве реперных — трансгрессивные комплексы, ибо они отличаются стабильной мощностью, отсутствием внутри перерывов, однородным глинистым составом на значительной площади. Так, использование данной методики при изучении континентальной толщи нижне-среднеюрского возраста Западной Сибири позволило выделить трансгрессивные тоарский и байосский комплексы, преимущественно глинистые озерно-болотного генезиса, и регрессивные, преимущественно песчано-алевритовые, — пинсбахский, ааленский, батский, с широким развитием аллювиальных фаций [5, 9, 14, 15].

Выделение литолого-фациальных комплексов не только способствует стратиграфическому расчленению континентальных толщ, но и облегчает определение горизонтов с преобладанием пород-коллекторов и изолирующих их региональных и зональных экранов.

Третий этап региональных исследований включает построение мелкомасштабных (1:7 500 000, 1:5 000 000, 1:2 500 000) литолого-фациальных, палеогеографических или литолого-палеогеографических карт, дополненных картами коэффициентов песчаности и мощностей. При построении литолого-фациальных и палеогеографических карт любого масштаба на всех стадиях исследования используются структурные карты.

На ранних стадиях изучения региона при отсутствии достаточного количества фактического материала (в закрытых районах прежде всего малое количество пробуренных скважин), а также разработанной стратиграфии строятся схематические палеогеографические карты. Так, для юрских отложений Западной Сибири в 1964–1967 гг. были построены схематические палеогеографические карты по методике ВНИГРИ для эпох нижней, средней юры и веков верхней юры [4]. Уже на этих картах-схемах отражены зоны регионального стратиграфического выклинивания картируемых интервалов.

По мере накопления фактического материала, дальнейшего уточнения и разработки стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири оказалось возможным построить серию палеогеографических и литолого-фациальных карт, совмещенных с картами мощностей и коэффициентов песчаности для каждого века (яруса) юрской системы [6, 7]. Карты построены по методу треугольника с добавлениями авторов. При их составлении использовался Атлас палеотектонических карт [12]. Попутно с регио-

нальными палеогеографическими работами в Западной Сибири были начаты детальные исследования отдельных районов, позволившие завершить региональный этап созданием Атласа литолого-палеогеографических карт, составленного коллективом сотрудников ЗапСибНИГНИ, ИГиРГИ, СНИИГГиМСа, ВНИГРИ и других организаций. Эти карты составлены с учетом карт биоценозов.

Региональные исследования, заканчивающиеся построением литолого-фациальных и палеогеографических карт, позволяют выявить закономерности размещения зон регионального стратиграфического и литологического выклинивания, реконструировать обстановки осадконакопления в бассейне седиментации и выделить палеогеографические области, благоприятные для образования ловушек различных типов.

В континентальных обстановках наибольший интерес представляют зоны развития палеодолин с формированием ловушек речного и дельтового типов и зоны пойменных озер с прибрежными песчаными линзами. Значительное количество литологических залежей сосредоточено в пограничной зоне моря и суши, где с одной стороны располагается прибрежная равнина, периодически заливаемая морем, а с другой — прибрежное море. На территории прибрежной равнины литологические ловушки шнуркового и линзовидного типов приурочены к дельтовым комплексам и прибрежным песчаникам крупных опресненных бассейнов. В прибрежно-морской области поиск литологических ловушек связан с выявлением различных аккумулятивных форм палеорельефа — пересыпей, прибрежных валов, пляжей, баров, подводных отмелей, авандельт, рифов и т.д. Зона авандельты из-за многообразия сосредоточенных в ней разнотипных ловушек — как антиклинальных, так и неантиклинальных — заслуживает особого внимания. В этой зоне ловушки можно ожидать на крыльях структур и за пределами их контура, а также на самих структурах, к которым нередко приурочен рост приустьевых баров и подводных отмелей; образование литологических ловушек может быть связано и с зонами различных течений.

На стадии подготовки площадей под поисковое бурение (см. таблицу) и частично при поисках залежей нефти и газа перед палеогеографическими исследованиями стояли две задачи: 1) детализация областей с различными условиями осадконакопления в наиболее перспективных районах осадочного бассейна с целью выявления конкретных типов ловушек; 2) обнаружение зон регионального выклинивания продуктивных пластов. На этой стадии работа ведется в три этапа. С помощью литолого-фациального, стратиграфического и циклостратиграфического методов в геологическом разрезе выделяются мезо-, макро-, мега-циклокомплексы, уточняются стратиграфические границы, проводится детальная корреляция отложений с выделением более подробных стратиграфических подразделений, а внутри них — продуктивных пластов и изолирующих их покровов. Исследования данной стадии заканчиваются построением среднemasштабных литолого-фациальных

и палеогеографических карт как для стратиграфических подразделений, так и для отдельных продуктивных пластов и покрышек.

При решении первой задачи, связанной с детальными литолого-фациальными исследованиями отдельных нефтегазоносных областей и районов, обязательным элементом является детальная площадная и межплощадная корреляция отложений в масштабе 1:500, 1:200 с использованием результатов всех предыдущих исследований, позволяющая синхронизировать изучаемые толщи и выбирать оптимальные интервалы для геологических построений. Неотъемлемой частью рассматриваемого этапа является построение палеогеологических и геологических профилей, на основании которых делаются палеогеоморфологические выводы.

Рекомендуется также строить карты палеорельефа. Обычно такие карты строятся по поверхности регионального перерыва осадконакопления. Однако в условиях Западной Сибири в течение всей ранней и средней юры и раннего мела региональные перерывы, прослеживающиеся на всей территории бассейна осадконакопления, отсутствуют. Перерыв, прослеживающийся на значительной территории, существовал, по-видимому, лишь на границе средней и верхней юры. Палеогеоморфологические построения можно проводить при наличии не только перерывов, но и реперных горизонтов. На территории Западной Сибири ими могут быть битуминозные аргиллиты баженовской свиты, развитой на большей части бассейна. Для отдельных крупных районов реперами могут служить отложения чеускинской, сормановской, пимской пачек и алымской свиты.

Литолого-фациальные карты в масштабе 1:1 000 000, 1:500 000, 1:200 000 строятся по методу треугольника. Они совмещаются с картами коэффициентов песчаности и мощностей. Помимо карт общего типа, строятся специальные карты числа пластов, коэффициента встречаемости песчаных пластов, коэффициента вертикального размещения песчаных пластов, мощностей песчаных пород. Карты мощностей песчаных пород (изолит) имеет смысл строить только для значительных по мощности, разновозрастных, литологически изменчивых толщ. Для толщ преимущественно песчаного состава или для отдельных пластов (например, ачимовская толща, пласты Ю₁, БС₁₁₋₁₂ и т.д.) строить карты изолит нецелесообразно, так как вся информация практически заключена в картах мощностей и коэффициентов песчаности.

Палеогеографические карты строятся в том же масштабе, что и литолого-фациальные. На них подробно отражены палеогеографические области с конкретными аккумулятивными формами — палеорусли, дельты и авандельты, бары, отмели, пляжи и др. Выявлению детальных палеогеографических обстановок способствуют карты биоценозов и растительных сообществ, а также геохимические показатели среды осадконакопления, значения которых нанесены на палеогеографические карты.

Примером палеогеографического картирования в пределах отдельных районов могут служить работы по Березовско-Шаямскому району [5, 18], Среднеобскому [3, 15], юго-востоку Западной Сибири [13, 14].

Для решения второй задачи (выявления зон регионального выклинивания продуктивных пластов) на территории Западной Сибири авторами были построены литолого-фациальные карты определенных стратиграфических подразделений с элементами палеогеографии масштаба 1:1 000 000 для анализа пластов Ю₁ (верхний оксфорд - на территории развития васюганской свиты), Ю₂ (келловей - на территории развития базального пласта верхнеюрской трансгрессии и его континентальных аналогов, васюганская и наунакская свиты), П (верхняя юра - на территории развития абалакской свиты). Карты по отдельным продуктивным пластам впоследствии строились коллективами ЗапСибНИГНИ и СНИИГГиМСа.

Для оценки и выбора единой методики поисков залежей нефти и газа в верхнеюрских отложениях в целом была составлена карта литолого-фациальных закономерностей размещения месторождений нефти и газа в верхнеюрских отложениях Западной Сибири, суммирующая результаты каждой из названных выше карт [8].

При литолого-фациальном картировании продуктивных пластов и зон их выклинивания в масштабе 1:1 000 000, 1:500 000, 1:200 000 целесообразно строить карты не конкретного продуктивного пласта, а осадочной толщи определенного возраста с минимальным стратиграфическим диапазоном, в которую заключен изучаемый пласт. Именно в этом случае совместное изображение литолого-фациальных зон, коэффициентов песчаности и мощностей дает представление о положении источников сноса, береговой линии, характере зоны выклинивания, генезисе продуктивных пластов и, наконец, о расположении зон с возможным развитием ловушек антиклинального или неантиклинального типа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности на данном этапе исследований предлагается строить карты коэффициента встречаемости песчаных пластов. Примером такой карты служит карта встречаемости песчаных пластов верхневасюганской подсвиты, методика построения которой изложена ранее [17].

Анализ данных карт позволил установить, что палеогеографический фактор предопределяет генезис продуктивных пластов, их площадное размещение, характер зон выклинивания и типы ловушек в них, различный подход к выбору перспективных территорий.

На стадии поиска залежей нефти и газа и на стадии разведки нефтяных и газовых месторождений перед палеогеографическими исследованиями стоит задача выявления и картирования ловушек различных типов. Из изложенного видно, что проведенные исследования подготовили почву для детального литолого-фациального картирования с целью выявления отдельных зон литологического выклинивания и фациального замещения в пределах локальных поднятий, к которым приурочено большинство ловушек неантикли-

нального типа. Проанализировав существующие на сегодняшний день методики литологического картирования, мы попытались отобрать параметры, характеризующие не формализованные, а естественно выделяющиеся геологические тела с исторически сложившимися геологическими границами. Карты, построенные по таким параметрам, легко интерпретируются и весьма наглядны. Немаловажным фактором при выборе параметров была не только их информативность, но и быстрота подсчета, делающих методику картирования оперативной.

В предлагаемой методике используются следующие параметры:

1. Глубина залегания кровли или подошвы исследуемой толщи либо ближайшего репера.
2. Мощность исследуемой толщи и отдельных ее частей в зависимости от строения.
3. Коэффициент песчаности.
4. Коэффициент кластичности.
5. Число песчаных пластов.
6. Коэффициент встречаемости песчаных пластов.
7. Коэффициент вертикального размещения песчаных пластов.
8. Электрокаротажные кривые ПС и КС.

Методика литологического картирования предполагает следующий набор графических приложений.

1. Структурная карта по кровле или подошве изучаемой толщи для реконструкции ее современного положения. Если кровля или подошва объекта размыты и сохраняется унаследованный характер развития территории, следует использовать структурные карты по ближайшему реперу.

2. Карты мощностей, используемые для реконструкции палеорельефа. Если исследуются толщи, неоднородные по составу и значительной мощности, то в них имеет смысл выделить естественно прослеживающиеся литологические пачки, для каждой из которых строится карта мощностей.

3. Карта коэффициентов песчаности в изолиниях с нечетными значениями коэффициента. Она используется для восстановления условий осадконакопления и является основой для составления литолого-фациальной карты.

4. Карты изопакит типов пород, являющихся коллектором (для территории Западной Сибири это в большинстве случаев песчаники и крупнозернистые алевролиты). При построении карт изопакит песчаников и крупнозернистых алевролитов широко используются каротажные диаграммы. Однако следует учитывать, что по ним подсчитывается суммарная мощность лишь проницаемых прослоев. Анализ данных карт позволяет делать выводы об условиях формирования песчано-алевритовых тел.

5. Карты числа пластов песчано-алевритовых проницаемых пород, позволяющие выявить степень расчлененности разреза и изменение характера переслаивания по исследуемой площади. На этом основании делаются выводы, с одной стороны, об однородности объекта,

а с другой — о гидродинамическом режиме в бассейне седиментации. Карты строятся по методике Н.А. Михайловой [11].

6. Карты вертикальной изменчивости, включающие карты коэффициента встречаемости песчано-алевритовых пластов и коэффициента вертикальной изменчивости (строятся в изолиниях коэффициентов). Данные карты предполагается строить для многопластовых толщ с целью оценки перспектив нефтегазоносности различных частей разреза на определенных территориях.

7. Карты зон выклинивания рассматриваемого геологического тела.

8. Карты электрокаротажных характеристик. Для песчаных пластов морского генезиса они позволяют выявить определенные генетические типы аккумулятивных образований. Карты строятся методом интерполяции определенных типов электрокаротажных кривых, предложенным американскими исследователями Вишером и Карриджи.

9. Карты мощностей глинистых (либо иных по составу) покрышек.

10. Палеофациальные карты, показывающие распределение по площади рассматриваемой территории различных по возрасту и условиям образования отложений на время размыва.

11. Карты литолого-фациальные. Они являются синтезом наших представлений о пространственном размещении зон, характеризующихся определенными соотношениями различных типов пород и условий их осадконакопления.

12. Палеогеологические профили, позволяющие делать вывод о палеорельефе временных накоплений исследуемых толщ, их строении, фациальных замещениях и морфологии ловушек.

13. Сейсмические профили МОГТ, позволяющие детализировать структурный план, форму и характер выклинивания продуктивных пластов.

14. Карта основных направлений поисково-разведочных работ на исследуемую толщ, которая составляется на структурной основе рассматриваемой территории как результат всех предыдущих построений.

Следует подчеркнуть, что все литологические построения нельзя рассматривать в отрыве друг от друга. Окончательные выводы делаются лишь при совместном анализе всех карт. Данная методика, по мнению авторов, выгодно отличается от других простотой подсчета литологических параметров, четко отражающих геологическую суть объекта, и достаточной информативностью созданных по ним карт.

Интерпретация данных построений дает возможность не только выявлять ловушки различного типа, но и судить о роли денудационно-аккумулятивных процессов, участвующих в их формировании.

Следует подчеркнуть, что методику картирования зон выклинивания, стратиграфического несогласия, фациального замещения нельзя рассматривать вне единого процесса палеогеографических и литолого-фациальных исследований, цели и задачи которых ди-

туются, в свою очередь, определенными стадиями поисково-разведочных работ. Данной методикой можно пользоваться для картирования и выявления различных по размерам зон выклинивания — от региональных зон стратиграфического и литологического выклинивания до локальных зон фациального замещения и выклинивания отдельных пластов. В зависимости от масштаба картируемого геологического явления варьирует набор количественных параметров и типов графических приложений, что отражено в сфере литолого-фациальных и палеогеографических исследований (см. таблицу). В зависимости от степени изученности региона и поставленных задач палеогеографические и литолого-фациальные исследования проводятся по плану, предусмотренному той или иной стадией.

Территория Западной Сибири неоднородна по степени изученности мезозойских отложений и перспективам их нефтегазоносности. Исходя из этого, для каждой нефтегазоносной области определяются свои задачи палеогеографических и литолого-фациальных исследований.

На большей части относительно хорошо изученной Среднеобской нефтегазоносной области первоочередной задачей является картирование зон регионального выклинивания песчаных пластов, а также выявление зон фациального замещения пластов в пределах отдельных площадей и типов неантиклинальных ловушек в них. Исследования должны проводиться по плану второй и третьей стадий предлагаемой схемы. Аналогичная задача должна решаться на территории Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей.

В северной части Среднеобской нефтегазоносной области (Северная моноклиналь) ввиду слабой изученности региона литолого-фациальные и палеогеографические исследования должны проводиться по плану первой и второй стадий.

В Приуральской нефтегазоносной области основной задачей является картирование аллювиальных отложений батского и ааленского ярусов (тюменская свита) с целью выявления ловушек неантиклинального типа, связанных с речными и дельтовыми комплексами отложений. Исследования должны проводиться по плану второй стадии предлагаемой схемы (см. таблицу).

В Надым-Пурской и Ямальской нефтегазоносных областях, относительно хорошо изученных по сравнению с другими нефтегазоносными областями севера Западной Сибири, основной задачей является изучение и картирование зон регионального выклинивания песчаных пластов нижнемелового и верхнеюрского возраста по плану второй и третьей стадий. Нижне-среднеюрский переходный и континентальный комплекс отложений, слабо изученный в данном регионе, необходимо изучать по плану первой и второй стадий, т.е. вначале детально изучить типы разрезов, провести районирование территории и сопоставление разрезов, а затем составить палеогеографические и литолого-фациальные карты в масштабе 1:2 500 000.

В Гыданской нефтегазоносной области необходимо провести литолого-фациальные и палеогеографические исследования по программе первой стадии, но особое внимание уделить корреляции отложений с Ямальской и Усть-Енисейской областями.

Пур-Тазовская нефтегазоносная область крайне неравномерно. В северо-западной части (Тазовский район) области палеогеографические и литолого-фациальные исследования должны протекать по программе первой стадии.

Необходимо отметить, что для геологических организаций Министерства нефтяной промышленности основной задачей является поиск ловушек в пределах уже выявленных нефтегазоносных площадей. Поэтому в данной работе авторы особое внимание уделили методике крупномасштабного картирования продуктивных пластов и толщ в пределах локальных поднятий и дали практические рекомендации для выбора участков под поисково-разведочное бурение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексин А.Г., Юдин Г.Т., Корнеев В.И., Дьяконов А.И. Литологические и стратиграфические залежи нефти и газа Предкавказья. М.: Наука, 1970.
2. Ботвинкина Л.И. Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965.
3. Брэдучан Ю.В. Стратиграфия и фаши неокон-аптских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1975.
4. Западная Сибирь в юрском периоде / С.Г. Саркисян, М.В. Корж, Г.Н. Комардинкина, С.И. Филина, М.С. Зонн, А.Т. Ефремова. М.: Наука, 1967.
5. Зонн М.С. Палеогеографические условия формирования юрских отложений Приуральской части Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью (на примере Шаимского и Кондинского районов): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1975.
6. Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю., Филина С.И. Литолого-фациальные критерии размещения залежей нефти и газа в юрских отложениях Западно-Сибирской низменности. - Реф. сб. науч.-иссл. работ. М.: ИГиРГИ, 1971.
7. Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю., Филина С.И. Основные этапы развития юрского седиментационного бассейна по данным литолого-фациальных карт. - В кн.: Этапы развития юрского седиментационного бассейна Западной Сибири. М., 1973.
8. Зонн М.С., Корж М.В., Филина С.И. Перспективы поисков различных типов залежей в юрских отложениях Западной Сибири по данным литолого-палеогеографических исследований. - Геол. нефти и газа, 1976, № 8.
9. Корж М.В. Фаши, палеогеография и генетические типы нефтегазоносных резервуаров юры Западно-Сибирской плиты: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. М., 1974.
10. Корж М.В., Саркисян С.Г., Филина С.И. Периодичность в развитии юрского седиментационного бассейна Западной Сибири. - В кн.: Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. М.: Наука, 1977.

11. Михайлова Н.А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. М.: Наука, 1973.
12. Рудкевич М.Я. Атлас палеотектонических геологических карт среза для территории Западно-Сибирской низменности. - Труды Зап-СибНИГНИ, 1970, вып. 28.
13. Сердюк З.Я. Литология, фации и коллекторы Обь-Иртышского междуречья: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1966.
14. Ульмасвай А.Ю. Литология и условия формирования юрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1974.
15. Филина С.И. Литология и палеогеография Среднего Приобья в юрский период в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1973.
16. Филина С.И. Литология и палеогеография юры Среднего Приобья. М.: Наука, 1976.
17. Филина С.И. Использование коэффициента встречаемости пластов при поисковых работах на нефть и газ. - Нефтегаз. геол. и геофиз. - Экспресс-информация, 1977, № 3.
18. Ясович Г.С. Условия формирования юрских отложений Сибирского Приуралья в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1969.

Н. А. МИХАЙЛОВА

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛОВУШЕК РАЗЛИЧНОГО ТИПА В ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩЕ ДЕВОНА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Известно, что образование и сохранение залежей нефти и газа, закономерности их распространения зависят от ряда факторов. Среди них существенная роль наряду с тектоническим фактором принадлежит литологическому, которым определяются закономерности развития пород-коллекторов, непроницаемых пород-покрышек, а также возможности возникновения разнообразных по генезису неантиклинальных ловушек.

На основании многолетних литологических исследований терригенной толщи девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нами детально изучены ее состав, строение, условия образования, характер распространения коллекторов и покрышек, зоны несогласий и типы встречающихся в ней неантиклинальных ловушек [1, 2, 3].

В целях выявления общих литолого-фациальных закономерностей распространения различных ловушек в терригенной толще девона нами впервые составлены карты распределения песчаных коллекторов и соотношения их с региональной кыновской покрышкой. На одной из них (рисунок, см. вкл.) связаны три параметра: суммарная мощность песчаных коллекторов толщи, мощность региональной кыновской покрышки и поверхность центров тяжести (сред-

нее взвешенное расположение) песчаных пластов в разрезе. Коэффициент S_1 характеризует отношение суммарной мощности песчаников и мощность региональной покрывки. При построении карты использованы значения S_1 , употребляемые при стандартной разбивке литологического треугольника, т.е. $\infty, 8, 1, 1/8, 0$. Таким образом, на карте выделяются поля 10, 11, 12 с резким преобладанием коллекторов (S_1 от 8 до ∞) и поля 1, 2, 3, где коллекторы практически отсутствуют ($S_1 = 0 - 0,12$). Кроме того, выделяются поля 7, 8, 9 с преобладанием коллекторов (значения S_1 от 8 до 1; в нашем случае они практически колеблются от 1 до 3, редко до 4) и поля 4, 5, 6, где мощность покрывки превышает суммарную мощность коллекторов ($S_1 = 0,12 - 1,00$). Для определения среднего положения песчаных пластов в разрезе использовано положение поверхности центров тяжести, как и при построении карты вертикального размещения песчаных пластов [2]. Изолиниями поверхности центров тяжести в 33,3 и 66,6% толща разбита на три части - верхнюю, среднюю и нижнюю. Таким образом, каждое из выделенных полей характеризуется, помимо соотношения суммарных мощностей коллекторов и покрывок (S_1), положением поверхности центров тяжести песчаных пластов в разрезе. Так, для полей 1, 4, 7, 10 характерно положение этой поверхности в верхней трети разреза, для полей 2, 5, 8, 11 - в средней и для полей 3, 6, 9, 12 - в нижней.

При рассмотрении карты (см. рисунок) видно, что на западе к наиболее приподнятым участкам древних сводов и выступов (Коми-Пермяцкого, Немского), где нет отложений терригенной толщи или песчаников в ее составе, примыкают зоны 3, 6 и 5, в которых мощность покрывки превышает (зоны 5, 6), а иногда и резко превалирует (зона 3) над мощностью песчаников. Последние при этом в основном тяготеют к нижней (зоны 3, 6) или средней (зона 5) части разреза. Все три зоны тянутся неширокой полосой с севера на юг, от Усть-Порыша к Рыбной Слободе, несколько расширяясь на восток, в сторону внутренних зон бассейна - на севере к Кочеву, на юге до меридиана Сюмси - Вавож - Мамадыш. На юго-востоке к повышенным участкам Башкирского свода и связанной с ними зоне отсутствия песчаников также примыкает сложно построенная обширная область, в строении которой в основном принимают участие зоны 5, 6 и 3, иногда дополненные зонами 2 и 4, в которых мощность покрывки также преобладает над мощностью песчаников.

Западная граница этой обширной области имеет довольно сложные очертания и на юго-западе двумя языками вдается в сторону Южного купола Татарского свода. Один узкий язык идет от Нефтекамска к Муслюмову, другой, более широкий, - от Андреевки на Мустафино. В пределах этой обширной области выделяется несколько небольших участков, где суммарная мощность песчаников превышает мощность региональной покрывки. В их составе обычно выделяются отложения зон 8 и 9, реже зоны 7; наиболее крупный



из таких участков располагается на юге, почти у границы зоны отсутствия песчаников и неширокой извилистой полосой тянется вдоль этой границы от Казанчи к Бирску. На северо-востоке к области отсутствия песчаников у Ныроба-Красновишерска также примыкает неширокая полоса зон 3 и 6, от южного края которой спускается узкий язык зоны 5 в направлении Кондаса. Кроме того, зона 5 чуть южнее образует участок неправильной формы, вытянутый в широтном направлении от Тукачево к Тунеге-Яйве.

Таким образом, зоны, характеризующиеся значением коэффициента $S_1 < 1$, повсюду примыкают к областям отсутствия толщи или песчаников в ней. Как правило, вдоль границы этих зон со стороны внутренних частей бассейна к ней примыкают прерывистой полосой разного размера и формы участки зоны 9 (см. рисунок), характеризующиеся уже преобладанием песчаников и расположением средней поверхности их в нижней трети толщи. Наиболее крупные из них располагаются на западе - в районе Тимшер - Гайны - Юкеево, южнее Лойно, западнее Вавож - Ныши, а также на востоке - у Чердынь - Губдора, Дивьи - Кунгура, Большой Сосновой-Осы-Рождественки. Вся обширная внутренняя часть бассейна терригенной толщи занята зоной 8, в которой суммарные мощности песчаников в основном в 1-3 раза ($S_1 = 1-3$) превышают мощность покрывки, и поверхность центров тяжести песчаников располагается в средней части толщи.

Зона 8 особенно широко распространена на севере до широты Ножовки - Воткинска, откуда она, сужаясь почти вполовину, идет на юг, примыкая к северному куполу Татарского свода. От широты Муслумово - Ново-Урсаево она снова расширяется и занимает почти всю южную часть бассейна. Правда, обширная северная область распространения зоны 8 почти не содержит участков, занятых другими зонами, за исключением одного, сильно опесчаненного ($S_1 = 8,0 - 25,0$) участка, занятого зоной 11, протягивающегося от Зимино двумя рукавами на юго-восток - к Кулиге и к Тыловаю. В южной же области зоны 8, кроме того, содержатся довольно обширные изолированные участки других зон, среди которых наиболее крупными являются участки зоны 9 на южном куполе Татарского свода и на юго-восточном склоне платформы, к югу от Раевки, а также участки зоны 5 ($S_1 < 1$) на западном и восточном склонах Южного купола. В пределах всей изученной области распространения терригенной толщи практически почти отсутствуют зоны 1, 2, 4, 10, 12.

Таким образом, проведенный анализ карты выявляет определенные закономерности в строении терригенной толщи:

1. В зонах ее регионального выклинивания на повышенных участках и склонах древних сводов и выступов всюду мощность региональной покрывки превышает суммарную мощность коллекторов ($S_1 < 1$), располагающихся преимущественно в нижней, иногда в средней части разреза (зоны 3, 5, 6).

2. В центральных зонах бассейна соотношения обратные. Всюду суммарные мощности коллекторов превышают мощность региональной покрывки ($S_1 > 1$). Поверхность центров тяжести песчаных пластов перемещается из основания толщи в ее среднюю часть (зона 8). При этом в зонах Краснокамско-Чусовского палеопротгиба, древней Осинской впадины, на юго-восточном склоне платформ и Южном куполе Татарского свода она располагается ниже, чем на остальной территории внутренних зон бассейна, занимая нижнюю половину средней трети толщи.

Для выяснения закономерностей распространения различных ловушек в зонах развития терригенной толщи разного литолого-фациального строения нами было проведено сравнение разобранной выше карты (см. рисунок) с картами числа пластов-коллекторов, вертикального размещения пластов-коллекторов, с картой региональной кыновской покрывки и со схемами распространения ловушек в различных горизонтах толщи [3]. Не вдаваясь в детали сопоставления различных типов карт с картой, приведенной в этой статье, изложим лишь основные выводы, вытекающие из такого сопоставления.

При сравнении с картой числа песчаных пластов [3, фиг. 11] отчетливо бросается в глаза существенное совпадение многопластовой зоны с внутренними частями бассейна терригенной толщи, ограниченными изолинией коэффициента $S_1 = 1$. Как и зона 8 (см. рисунок), многопластовая зона протягивается с востока на запад, занимая обширные площади северного бассейна, затем спускается к югу, примыкая к Татарской суше, и от Южного купола Татарского свода распространяется на восток, юго-восток. В зонах выклинивания, в крайних частях бассейна, где значения коэффициента $S_1 < 1$ и преимущественно распространены зоны 3, 5 и 6 (см. рисунок), на карте числа пластов, как правило, располагаются малопластовые зоны с числом пластов, не превышающим трех.

При сравнении с картой вертикального размещения песчаных пластов [3, фиг. 12] видно, что в повышенных участках сводов, в зонах регионального выклинивания со значениями коэффициента $S_1 < 1$ дисперсия пластов по разрезу, как правило, наименьшая, и пласты располагаются в нижней части толщи. Постепенно в направлении внутренних зон бассейна дисперсия увеличивается, и средняя поверхность пластов начинает смещаться вверх. Для внутренних зон бассейна со значениями коэффициента $S_1 > 1$ на карте вертикального размещения пластов характерно широкое распространение зон, отличающихся средней и чаще большей дисперсией пластов. В северной части бассейна средние дисперсии более характерны для северных районов, максимальные — для внутренних частей бассейна. В южном же бассейне картина более пестрая, но с явным преобладанием зон с высокой дисперсией пластов.

При сравнении с картой региональной кыновской покрывки [3, фиг. 13] отчетливо выступает различный характер покрывки в двух выделенных зонах, разделенных изолинией коэффициента $S_1 = 1$.

Все внутренние зоны с коэффициентом $S_1 > 1$ (см. рисунок) отличаются широким развитием зон VI, VIa, III и IV на карте кыновской покрывки. Все они характеризуются преобладанием аргиллитов над алеврититами. В зонах III и IV карбонатные прослой покрывки составляют не более 11%, а в зонах VI и VIa — от 11 до 50%. Наибольшие центральные площади заняты зонами VI и VIa. Зона III, где покрывка имеет преимущественно терригенный характер, с преобладанием в ее составе аргиллитов, в основном приурочена к краевым и южным участкам этой обширной внутренней зоны бассейна. К границам области с хорошими покрывками примыкают различные по форме и размерам участки, где, за исключением зон VIII, VIIIa и IV, в составе покрывки алевритовые породы преобладают над глинистыми (зоны I, II, V, VII). При этом в зонах I, II и V карбонатных пород < 50%, а в зоне VII — > 50%. В северном бассейне эти алевритистые покрывки на западе появляются еще в пределах зоны с коэффициентом $S_1 > 1$ вблизи изолинии $S_1 = 1$.

Западнее, в зоне с коэффициентом $S_1 < 1$, на севере в пределах Коми-Пермяцкого свода и его склонов, располагаются области с почти чисто глинистыми покрывками зон III и IV. Южнее, в пределах Немского выступа, они сменяются карбонатными и карбонатно-глинистыми покрывками зон VIII и VI. Еще южнее, на Кукморском блоке Северного купола, развиты исключительно алевритистые покрывки (зоны I, II и V), переместившиеся сюда, в область с коэффициентом $S_1 < 1$, из пограничной полосы внутреннего бассейна. На северо-востоке в пределах областей с коэффициентом $S_1 < 1$ в районах Нырба — Красновишерска, Тукачево — Тунегги — Яйвы также располагаются алевритистые покрывки зон II, V и VII.

Южнее вдоль склонов Башкирского свода все участки, занятые алевритистыми покрывками, располагаются в пределах области со значениями коэффициента $S_1 < 1$. Наиболее обширный участок алевритистых покрывок (зоны I, II, V) приурочен к наиболее приподнятым склоновым и центральным частям Башкирского свода и тянется от Ишима на севере к Охлебинино и Тавтиманово на юге. Таким образом, за исключением приподнятых участков Коми-Пермяцкого и Немского сводов, в зонах со значением коэффициента $S_1 < 1$ широко развиты алевритистые покрывки, в зонах же со значением коэффициента $S_1 > 1$ покрывки в основном глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые (зоны III, IV, VI, VIa, VIII и VIIIa), более качественные [3, фиг. 13].

Прежде чем перейти к рассмотрению характера распространения ловушек в различных литолого-фациальных зонах, напомним, что среди предполагаемых и встречающихся в терригенной толще неструктурных ловушек нами выделены четыре основные группы: 1) базально-литологические ловушки в трансгрессивных пластах над поверхностью несогласия, 2) внутриформационные литологические, 3) структурно-литологические и 4) литолого-стратиграфические или стратиграфически-экранированные под поверхностью

несогласия [3]. Для основных горизонтов терригенной толщи выделены зоны (1а, 1б, 1в, 1г, 2а, 2б, 3 и т.д.) с преобладающим развитием тех или иных ловушек [3, фиг. 16, 17, 18]. В терригенной толще особенно широко распространены базально-литологические ловушки, характерные для зон 1а, 1б и 1в. Внутрiformационные ловушки распространены преимущественно в зонах 1г, 2а и 2б.

В сопоставлении схем можно выявить определенные закономерности в размещении зон с преобладающим развитием тех или иных ловушек. Так, среди зон с преимущественным распространением внутрiformационных ловушек зона 2б встречается во всех горизонтах только во внутренних частях бассейна, где коэффициент $S_1 > 1$. Зона 2а (за небольшим исключением) также характерна для участков с коэффициентом $S_1 > 1$, но иногда встречается и в районах, где коэффициент $S_1 < 1$. В муллинских отложениях эта зона отсутствует, в пашийских она расположена в основном на участках с коэффициентом $S_1 > 1$, за исключением небольшой территории к северо-востоку от Туймазов. В кыновских отложениях зона 2а встречается только в областях с коэффициентом $S_1 > 1$. Зона 1г, связанная с баровыми ловушками, имеется только в муллинских отложениях. Однако если ее западная полоса, приуроченная к Татарской суше, расположена во внутренних частях со значениями коэффициента $S_1 > 1$, то восточная полоса, приуроченная к Башкирской суше, расположена на участке с коэффициентом $S_1 < 1$. По-видимому, при более низком рельефе Башкирской суши и при наличии обширной зоны миграции береговой линии в ее пределах баровые ловушки этой зоны могли быть не только внутрiformационными, но и в значительной мере связанными с базальными сериями.

Среди зон с преобладанием базально-литологических ловушек только зона 1а встречается во всех рассматриваемых горизонтах. В муллинских отложениях на севере и северо-западе она расположена в области выклинивания горизонта. Изолиния коэффициента $S_1 = 1$ проходит внутри этой зоны, отсекая небольшой участок со значением $S_1 < 1$. В пашийских отложениях зона 1а также выделяется у границ выклинивания горизонта на севере, у Коми-Пермяцкой суши, и на юго-востоке, вдоль всего западного побережья Башкирской суши. Лишь северная часть зоны у Коми-Пермяцкой суши имеет значение коэффициента $S_1 < 1$, на остальной площади зоны $S_1 > 1$. Вдоль Башкирской суши основная часть зоны 1а расположена в зоне с коэффициентом $S_1 < 1$. В кыновских отложениях зона 1а в районе Чепецкой седловины характеризуется значениями коэффициента $S_1 < 1$; южнее, вдоль склонов Северного купола и на Южном куполе Татарского свода, она повсеместно имеет значения коэффициента $S_1 > 1$. Вдоль побережья Башкирской суши, как и в пашийских отложениях, северная часть зоны имеет значения коэффициента $S_1 > 1$, южная — < 1 .

Зона 1б отмечается только в отложениях кыновского горизонта и связана, как и зона 1в, с предверхнекыновским несогласием. Она

занимает повышенные участки Северного купола и Немского выступа на западе и Пермско-Башкирского свода на востоке. В обоих случаях зона 1б полностью расположена в пределах площадей со значением коэффициента $S_1 < 1$. Зона 1в связана с прибрежными участками раннекыновского бассейна, с зоной выклинивания нижнекыновских отложений. Как и в зоне 1а в пашийских и муллинских отложениях, лишь ее северный участок у западного побережья Коми-Пермяцкой суши расположен в зоне со значением коэффициента $S_1 < 1$. Остальная ее часть имеет значение коэффициента $S_1 > 1$. У побережья Башкирской суши вся зона находится в пределах значений $S_1 < 1$.

Выделенная в муллинских отложениях зона 3, с которой связаны возможности образования стратиграфических ловушек, находится в непосредственной близости у изолинии коэффициента $S_1 = 1$, располагаясь по обе ее стороны.

Таким образом, зоны преимущественного распространения внутриформационных ловушек (2а, 2б, 1г) располагаются в пределах площадей со значением коэффициента $S_1 > 1$. Среди зон с преимущественным распространением базально-литологических ловушек лишь зона 1б всегда располагается в пределах площадей со значением коэффициента $S_1 < 1$. Среди зон 1а и 1в встречаются участки, которые полностью характеризуются значениями коэффициента $S_1 < 1$ или в которых изолиния $S_1 = 1$ проходит внутри зоны, за исключением одного участка зоны 1а в кыновском горизонте, где коэффициент $S_1 > 1$.

Сравнение различных типов литолого-фациальных карт терригенной толщи девона позволяет сделать следующие выводы.

1. По характеру распространения коллекторов и соотношения их с региональной кыновской покрывкой выделяются два типа строения разрезов терригенной толщи. В наиболее приподнятых участках сводов и на их склонах в зонах регионального выклинивания в строении толщи отмечается преобладание мощности покрывки над суммарной мощностью пластов-коллекторов ($S_1 < 1$), которые располагаются примерно в основании разрезов (см. рисунок, зоны 3, 6). Постепенно вниз по склону они могут перемещаться в среднюю часть толщи (зона 5). Во внутренних частях бассейна наблюдается преобладание суммарной мощности коллекторов над мощностью покрывки ($S_1 > 1$), при этом поверхность центров тяжести коллекторов располагается преимущественно в средней части толщи (зоны 8, 11).

2. В зонах с коэффициентом $S_1 < 1$ число песчаных пластов-коллекторов, как правило, минимальное (1-3 пласта). В зонах с коэффициентом $S_1 > 1$ преимущественно развиты многопластовые разрезы, среди которых встречаются и разрезы с числом пластов > 10 . Дисперсия пластов в зонах с коэффициентом $S_1 < 1$ минимальная и чаще колеблется от 0 до 20, реже от 20 до 40%. Во внутренних зонах со значением $S_1 > 1$ дисперсия пластов, как правило, составляет 40-60% и более, реже находится в пределах 20-40%.

3. Во внутренних зонах со значением коэффициента $S_1 > 1$ в основном развиты глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые покрывки (зоны III, IV, VI, VIa, VIII и VIIIa). В повышенных участках сводов, в областях с коэффициентом $S_1 < 1$, преимущественно развиты алевритистые покрывки (зоны I, II, V). Исключение составляют приподнятые участки Коми-Пермяцкого и Немского сводов с глинистыми и карбонатно-глинистыми покрывками.

4. Во внутренних частях бассейна с коэффициентом $S_1 > 1$ преимущественно распространены зоны 2а, 2б, 1г, в которых в основном развиты внутриформационные ловушки. В повышенных участках сводов, где значения коэффициента $S_1 < 1$, в основном развиты базально-литологические ловушки. При этом всегда в пределах значений коэффициента $S_1 < 1$ находятся ловушки зоны 1б. Зоны 1а и 1в могут занимать и пограничные участки внутренних зон с коэффициентом $S_1 > 1$ в непосредственной близости от изолинии $S_1 = 1$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлова Н.А. Палеогеография среднего и верхнего девона Кировской и Пермской областей и Удмуртской АССР. М.: Наука, 1968.
2. Михайлова Н.А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. М.: Наука, 1973.
3. Михайлова Н.А. Зоны выклинивания и неструктурные ловушки. М.: Наука, 1977.

И. Д. ЗХУС, А. Е. БРАУН, В. А. ФАДДЕЕВ

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПО ГЛИНИСТЫМ МИНЕРАЛАМ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Изучение глинистых минералов сейчас представляет собой обязательный компонент почти каждого литологического исследования. По ним судят об условиях накопления вмещающих отложений, о направленности и интенсивности катагенетических преобразований, о физических свойствах пород (пластичности, способности к набуханию и др.), о возможности использования глин в различных отраслях народного хозяйства (металлургической, топливной, керамической, при бурении и т.д.). Данные изучения глинистых минералов учитываются при оценке структурно-текстурных и иных признаков пород. Перечень этот можно было бы и продолжить, однако в нем вряд ли найдутся материалы, которые могли бы способствовать использованию результатов исследования глинистого вещества применительно к оценке перспектив нефтегазоносности. Между тем уже накопленная к настоящему времени ин-

формация со всей очевидностью свидетельствует о том, что именно это направление изучения высокодисперсных минералов весьма перспективно.

Прежде всего, поскольку глинистые минералы способствуют достаточно точным палеогеографическим построениям, постольку результаты их исследования могут быть очень полезными при выявлении таких обстановок геологического прошлого, которые были благоприятны для накопления терригенных пород с положительными коллекторскими или флюидоупорными свойствами.

Во-вторых, в ходе литогенеза состав глинистых ассоциаций изменяется, причем направление их преобразований указывает на возможность формирования при завершении катагенеза двухкомпонентных комплексов, состоящих только из гидрослюда и хлорита [4, 8, 10, 11 и др.]. Разумеется, столь серьезные преобразования тоже существенно влияют на коллекторские и флюидоупорные свойства вмещающих пород [1, 2 и др.].

Наконец, установлено [4, 8 и др.], что глинистые минералы и рассеянное органическое вещество (РОВ) активно воздействуют друг на друга в литогенезе. Учет этого воздействия может способствовать выявлению нефтепроизводящих и продуцирующих битумы толщ, путей миграции преобразованного РОВ и участков его локализации, а также формированию скоплений (залелей) углеводородов.

Как видно, возможность использования глинистых минералов для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств осадочных, в частности терригенных, образований и для суждения о перспективах размещения пород с благоприятными коллекторскими и флюидоупорными свойствами не вызывает сомнений.

Обращаясь к природным обстановкам геологического прошлого, необходимо прежде всего отметить, что накопление терригенных осадков как с будущими хорошими коллекторскими, так и с экраняющими свойствами связано с конкретными фаціальными условиями, предопределяющими ту или иную степень проницаемости пород, образующихся из осадков. Здесь основное значение имеют: 1) гидродинамический режим потоков и водоемов, обуславливающий гранулометрическую характеристику осадка, а затем породы, и 2) состав глинистого вещества породы. Последний особенно важен, так как разные глинистые минералы, обладающие различной сорбционной емкостью [6], с разной степенью прочности способны удерживать на себе лобые, в том числе и рассеянные, органические соединения. Кроме того, большое значение имеет и количество глинистого вещества: в целом оно связано с проницаемостью обратной зависимостью.

Общие сведения о гранулометрии и степени сортировки материала в различных фаціальных обстановках указывают на то, что наиболее проницаемые породы могут формироваться из аллювиальных и прибрежно-морских, реже из озерных осадков, для которых характерна активная гидродинамическая среда, обеспечивающая

возможность осаждения только относительно крупных (песчаных, алевроитовых) частиц и удаления большей части пелитового вещества. Однако при совершенно сходном гранулометрическом составе проницаемость пород нередко оказывается существенно различной, в зависимости от того, какие и в каком количестве глинистые минералы в них присутствуют. Каолинит, обладающий минимальной сорбционной емкостью, очевидно, в наименьшей степени повлияет на проницаемость, обусловленную песчано-алевритовым материалом, а монтмориллонит, напротив, окажет максимальное воздействие на этот параметр. Кроме того, необходимо учитывать, что из-за малой емкости поглощения воздействие даже значительного количества каолинита окажется гораздо менее эффективным, чем даже незначительной примеси монтмориллонита.

Оба минерала (каолинит и монтмориллонит) характеризуют резко отличные гидрохимические обстановки и являются своего рода антиподами. Каолинит образуется в кислой среде, обогащенной водородом (с низкими значениями водородного показателя pH), и устойчив в ней, а монтмориллонит — характерный минерал щелочной обстановки, в которой водорода мало и значения pH высокие. Следовательно, в результате диагенеза (а именно на этой стадии литогенеза происходит приспособление осадка к среде седиментации) возможны два варианта появления песчаных (песчано-алевритовых) пород. Первый из них связан с накоплением континентальных гумидных, преимущественно аллювиальных, реже озерных отложений, особенностью которых является постоянное присутствие и высокое содержание среди глинистых минералов каолинита. Второй вариант отражает формирование песчано-алевритовых пород в условиях морского мелководья, обычно вблизи береговой линии. В этом случае в глинистом цементе относительно грубозернистых прибрежно-морских накоплений преобладает уже не каолинит, а набухающие образования и гидрослюда. Количество последней возрастает по мере прохождения породами все более поздних стадий литогенеза. В качестве незначительной примеси, чаще в виде единичных зерен, в морских отложениях содержится либо каолинит (при гумидном континенте), либо палыгорскит (при аридном климате прилегающей к бассейну суши), но в позднем катагенезе они, как и набухающие компоненты (монтмориллонит и смешаннослойные образования ряда монтмориллонит-гидрослюда), исчезают.

Таким образом, песчано-алевритовые толщи с более или менее высокими значениями проницаемости, т.е. обладающие хорошими коллекторскими свойствами, могут накапливаться как на континенте (аллювий, озерно-болотные и другие образования), так и в море (прибрежная мелководная зона, песчаные косы, бары, авандельты и т.д.). Напротив, высокие флюидоупорные параметры возникают в глинистых разностях терригенных пород, и влияние разных глинистых минералов на их качество обратное по сравнению с тем, которое эти минералы оказывают на коллекторы. И это совершенно

закономерно, поскольку чем выше сорбционная емкость и способность к набуханию содержащихся в глинах частиц глинистых минералов, постольку эти породы оказываются лучшими экранами для флюидов.

Фациальные обстановки, благоприятствующие формированию глин, могут возникать и на континенте, и в море. В континентальных условиях это озерные и озерно-болотные глинистые накопления гумидной зоны и отложения временных потоков аридного континента (молассы и сходные с ними породы). В морских условиях обстановка, благоприятная для накопления глинистых осадков, создается (вне зависимости от климатической зональности) на участках с наименее активным гидродинамическим режимом, куда не поступают крупные обломки. Минеральный состав глинистого вещества при этом тоже оказывается совершенно различным. Если при континентальных гумидных условиях основными компонентами служат каолинит и гидрослюда, а набухающие минералы отсутствуют, то в морских накоплениях именно набухающим разностям принадлежит ведущая роль, а в аридных континентальных, как правило, очень много палыгорскита.

Как видно, фациальная обстановка обуславливает довольно близкий состав глинистой компоненты как в песчано-алевритовых, так и в глинистых породах, зависящий в основном от pH. Следовательно, в результате прохождения осадками диагенетического этапа литогенеза фильтрационно-емкостные параметры образующихся пород определяются, прежде всего, гранулометрическим составом и в значительной степени — составом глинистой компоненты, а также количеством глинистого вещества. При этом песчано-алевритовые породы слагают коллекторы, качество которых тем выше, чем меньше в них глинистого вещества и чем ниже его сорбционная емкость. Покрышки же, напротив, тем лучше, чем больше в них глинистого вещества и чем выше его емкость поглощения. Фациальный контроль при этом проявляется в том, что оптимальные условия для формирования коллекторов создаются в континентальных гумидных условиях, где господствует кислая среда, а для покрышек — в щелочной среде моря и на аридном континенте.

Вместе с тем в кислой среде гумидного континента накапливаются глины, т.е. породы, которые могут служить экранами для скоплений углеводородов, а в щелочной обстановке — разности, являющиеся коллекторами. В этом нет никакого противоречия: если в первом приближении совершенно справедливо положение о наилучших песчано-алевритовых коллекторах гумидного континента, то при более подробном рассмотрении выясняется, что каолинит, обуславливающий высокие фильтрационные параметры песчано-алевритовых пород, оказывается основным компонентом глин, способным экранировать залени. И, наоборот, монтмориллонит, обеспечивающий наилучшие флюидоупорные свойства покрышек, входя в небольших количествах в состав цемента песчано-алевритовых разностей, не исключает исполнения ими коллекторских

функций. Значит, исходное положение: монтмориллонит хорош для покрышек, а каолинит — для коллекторов — правильное, но не исчерпывающее. Такой неоднозначной трактовки роли глинистых минералов и следовало ожидать — фильтрационно-емкостные параметры представляют собой функции множества переменных, и судить о них только на основании состава глинистой компоненты было бы ошибочно, более того — принципиально неверно. Таким образом, несомненно существующий фациальный контроль распределения пород с различными фильтрационно-емкостными параметрами — коллекторов и флюидоупоров — чаще проявляется не прямо, а опосредованно.

Вторым исходным положением наших построений служит тезис о том, что на протяжении геологической истории, по мере прохождения осадочными породами более поздних стадий литогенеза, содержащееся в них глинистое вещество не остается постоянным. Нами было показано, что в конце катагенеза независимо от первоначального состава ассоциаций они становятся одинаковыми — двухкомпонентными, сложенными только гидрослюдой и хлоритом [8 и др.]. Отсюда следует: во-первых, столь однообразные глинистые комплексы никак не связаны с условиями седиментации и какие бы то ни было палеогеографические построения по ним оказываются невозможными; во-вторых, глинистое вещество, состоящее только из двух названных ненабухающих минералов, очевидно, изменяет свои свойства и свойства содержащих их пород в целом. При этом могут измениться и "служебные функции" пород [4 и др.] вплоть до того, что эти функции становятся прямо противоположными первоначальному — покрышки могут превратиться в коллекторы и экранироваться и (или) подстилаться бывшими коллекторами.

Подобное изменение функциональных возможностей пород уже не является гипотетическим — оно доказано в Советском Союзе (баженовская свита в Западной Сибири, глубокопогруженные отложения палеогена в Ферганской межгорной впадине) и за рубежом (миссисипская серия в Аппалачах, США). Не подлежит сомнению, что подтверждение наших представлений на природных объектах открывает дополнительные, и может быть немалые, возможности выявления скоплений углеводородов. При этом необходимо учитывать, что обнаружить такие залежи можно на самых различных, а не только на больших глубинах, так как породы, прошедшие стадию позднего катагенеза, могли быть впоследствии приподняты, но сохранили приобретенные свойства (глины состоят из ненабухающих минералов, вследствие чего появляется возможность их растрескивания, особенно в тектонически активных районах, а песчано-алевритовые разности представляют собой породы, сходные со сливными кварцитами или полностью лишены порового пространства вследствие карбонатизации и не способны содержать в себе флюиды, но могут оказаться надежными флюидоупорами).

Таким образом, выявляются два этапа формирования фильтрационно-емкостных параметров терригенных пород [9]. Первый из

них отвечает постдиагенетической стадии литогенеза, когда глинистое вещество пород в максимальной степени отражает физико-химическую обстановку времени седиментации. Второй этап отвечает позднему катагенезу — глинистое вещество, независимо от первоначального, сколь угодно пестрого состава, оказывается сложенным только гидрослюдой и хлоритом, и возможно преобразование покрышек в коллекторы и коллекторов в покрышки. Поэтому необходимо, особенно при бурении на большие глубины, опробовать не только горизонты, служившие на малых глубинах коллекторами, но и экранировавшие их толщи, которые могут оказаться вторичными коллекторами.

Основной причиной преобразования глинистых минералов на разных стадиях литогенеза, в рассматриваемом случае — в катагенезе, очевидно, служат давление и температура (PT -параметры). Под влиянием повышенных термодинамических параметров кристаллическая решетка сохранившихся или возникших в результате диагенеза глинистых минералов подвергается значительным изменениям вплоть до полного преобразования: например, диоктаэдрического монтмориллонита — в гидрослюду, триоктаэдрического монтмориллонита — в гидрослюду и хлорит, через ряд промежуточных смешаннослойных компонентов. Однако, как показали последние исследования, PT -параметры даже при экстремальных значениях не всегда приводят к трансформации глинистого вещества. Поэтому все изложенное выше относится только к нормально-осадочным породам.

Совсем по-иному обстоит дело, например, с вулканогенно-осадочными породами, в частности с бентонитами. Судя по имеющемуся материалу, они не преобразуются даже на самых больших глубинах, хотя выше и ниже них находятся породы, глинистое вещество которых испытало коренные преобразования [2]. В результате изучения природных объектов (пропластки бентонитов на глубинах около 6000 м в палеогеновых отложениях Ферганской впадины), а также продуктов лабораторных экспериментов (огланлинский бентонит) установлено, что бентониты не подверглись изменениям: в них по-прежнему развит диоктаэдрический монтмориллонит с примесью кристобалита (Огланлы) и в разной степени преобразованных частиц вулканического пепла. Причина сохранности монтмориллонита, например в Фергане, где температура на глубине около 6000 м составляет почти 200°C, заключается в том, что бентониты представляют собой вулканогенно-осадочные образования, лишённые органического вещества. Но отсюда следует, что даже на очень значительных глубинах эти специфические породы сохраняют высокие флюидоупорные качества. Следовательно, не исключено, что ниже подобных пород могут быть выявлены надёжно экранированные залежи углеводородов, вероятнее всего газа [11].

Встречаются и другие отклонения от общей закономерности преобразования глинистых минералов в литогенезе. Так, например, в

продуктивной свите (ПТ) Азербайджана (плиоцен) скважине Булла-море, на глубине до 6026 м вскрыта пачка глин, сложенная почти совершенно не измененным монтмориллонитом [3], несмотря на то что эти породы содержат много органического вещества (ОВ). В данном случае причина сохранности монтмориллонита на столь значительной глубине заключается в том, что даже на забое скважины (6026 м) температура составляет всего 91°C, т.е. примерно вдвое ниже той, которая должна была бы быть при нормальном геотермическом градиенте на такой глубине. Резко пониженный геотермический градиент, обусловивший "вялый" ход преобразования монтмориллонита, вызван чрезвычайно глубоким залеганием фундамента (не менее 20 км), служащим источником тепла для вышележащих отложений. Как видно, перед нами еще один вариант сохранения породами высоких флюидоупорных качеств при весьма значительном погружении; следовательно, сохраняется и вероятность выявления под ними скоплений флюидов. В рассматриваемом примере под толщей монтмориллонитовых глин может быть вскрыт V пласт ПТ.

Из изложенного следует, что в природе встречаются различные отклонения от обнаруженной и обоснованной Н.В. Беловым с соавторами [1-4] закономерности трансформационных преобразований глинистых минералов терригенных пород по мере их погружения и прохождения все более поздних стадий литогенеза. Необходимо, однако, подчеркнуть, что, во-первых, эти отклонения наблюдаются в тех случаях, когда либо нарушается нормальный ход литогенетических преобразований, либо сами преобразования не проявляются в силу особых условий, в которых находятся породы, и, во-вторых, эти отклонения, обусловленные спецификой среды, не снижают значения упомянутой закономерности, действительной в подавляющем числе случаев. Вместе с тем выявление подобных отклонений лишний раз свидетельствует о невозможности канонизации научных положений, так как многообразие природных явлений не может быть ограничено рамками какой-либо, даже самой совершенной гипотезы или теории.

Возвращаясь к результатам исследований, выполненных по бентонитам Ферганской впадины, которые, как отмечалось выше, не изменились на большой глубине, хотя подстипаются и перекрываются аргиллитами, нетрудно прийти к заключению о существовании не только пространственно-временной, но и генетической сопряженности процессов преобразования глинистых минералов и ОВ. В самом деле, ведь пропластки бентонитов отличаются от вмещающих пород, содержащих сильно измененные глинистые минералы (двухкомпонентную ассоциацию, сложенную гидрослюдой и хлоритом), прежде всего отсутствием ОВ. Поскольку при наличии последнего глинистая компонента оказывается преобразованной, постольку нельзя считать не связанными генетически процессы изменения (гидрослюдизации) глинистых минералов и гидрогенизации РОВ. Как видно, фациальный контроль распределения толщ с

различным нефтегазоматеринским потенциалом сохраняется и в этих случаях, но проявляется в более общей форме: глинистые минералы в породах, содержащих РОВ, изменяются, а при отсутствии РОВ оказываются как бы законсервированными. Эта зависимость не только дополняет основную закономерность, связанную с преобразованием глинистых минералов на разных стадиях литогенеза, но и по существу подтверждает и развивает ее, так как в конце концов оказывается, что изменения глинистого вещества тормозятся или не происходят вовсе только в необычных условиях, не вполне отражающих общую последовательность прохождения породами стадий литогенеза, при которых исключена возможность взаимной интенсификации обоих процессов (трансформационных изменений глинистых минералов и РОВ).

В изложенном выше материале рассмотрены преобразования глинистых минералов и РОВ в зависимости от термодинамических условий. Существенным пробелом всех подобных исследований, проводившихся до сих пор, было то, что в них рассматривалось влияние на глинистые минералы и РОВ только давления и температуры. Однако хорошо известно, что между любыми точками на поверхности Земли и в глубине земной коры существует разность потенциалов [7]. А.Е. Брауном [5] было показано на опытах, что электрическое поле оказывает существенное воздействие на вещество осадочных пород, в том числе и на находящееся в них РОВ, способствуя преобразованию и перемещению органических соединений. Еще ранее Н.И. Титков с сотрудниками [14 и др.] применяли мощные токи (сотни ампер) для укрепления рыхлых грунтов и установили, что при этом происходят преобразования минерального состава и структур пород.

Влияние электрического поля на поведение как минеральной, так и органической составляющих осадочных пород исследуется в последние годы в ИГН АН КазССР А.Е. Брауном, В.А. Фаддеевым, М.Ж. Абилгалиевым и др. Уже выполнен ряд экспериментов, в процессе которых изучалось влияние на обрабатываемые образцы электрического тока (E) и его же в совокупности с PT -параметрами. Для этих экспериментов сконструированы установки, позволяющие задавать определенные значения перечисленных параметров, поддерживать или регулировать их на протяжении опыта и давать возможность последующего анализа их продуктов. Результаты выполненных экспериментов позволили уточнить имевшиеся ранее представления и внести в них новые элементы о поведении глинистых минералов и РОВ в литогенезе. Остановимся на некоторых из них, являющихся наиболее интересными.

Опыты, производившиеся с огланлинским бентонитом (напомним, что он почти нацело сложен диоктаэдрическим монтмориллонитом), подтвердили, что давление и температура при наличии необходимых для реакции химических соединений, в частности KCl , действуют на монтмориллонит в направлении его гидрослюзидации. Однако на этом и кончается сходство между выполнявшимися ранее экспери-

ментами с наложением только *PT*-параметров и теми, в проведении которых участвовал электрический ток. Анализ продуктов реакции в *E*- и *PTE*-экспериментах показал, что они весьма неоднородны, причем различия состава в первую очередь связаны с местоположением относительно катодной и анодной зон. В прикатодной зоне сосредотачиваются в основном продукты гидрослюдизации монтмориллонита (промежуточные — смешаннослойные и конечные — гидрослюда). На прианодных участках обнаружены совершенно иные глинистые минералы, из числа которых назовем прежде всего каолинит. Совершенно неожиданное, на первый взгляд, появление этого минерала, свойственного, как было показано выше, кислой среде гумидного континента, получает исчерпывающее объяснение, если обратиться к распределению различно заряженных ионов в образцах, подвергнутых *PTE*-экспериментам.

Естественно, что в прикатодной зоне, где сконцентрированы ионы с положительными зарядами, возникает щелочная среда с высокими значениями *pH*. В такой обстановке протекают процессы гидрослюдизации монтмориллонита подобно тому, как они происходят в щелочной среде осадков морских бассейнов в диагенезе и на последующих стадиях литогенеза. Но не менее естественно, что в прианодной зоне, в которой накапливаются преимущественно анионы, обуславливающие резкое понижение *pH*, создается кислая среда, в которой для исходного монтмориллонита возникают совершенно не свойственные ему условия. Именно поэтому появление в кислой среде каолинита столь же закономерно, как и гидрослюдизация у катода. Таким образом, подтверждена способность глинистых минералов к преобразованиям, причем изменения этих минералов воспроизведены в экспериментах. Кроме того (что вызывает, пожалуй, наибольший интерес), оказалось, что дифференциация глинистых минералов обусловлена главным образом распределением ионов, различающихся по величине и знаку электрического заряда. Следовательно, недоучет влияния электрического поля Земли при любых построениях, касающихся преобразований осадочных пород и всех их компонентов в литогенезе, определяет их неполноту и недостаточную точность, что необходимо иметь в виду при проведении дальнейших экспериментов.

Далее, в результате экспериментов, выполнявшихся с наложением *E*-параметра, появились минералы, относящиеся к группам, полностью отсутствовавшим при опытах с воздействием только *PT*-параметров, в том числе полевые шпаты, которых не было в исходном бентоните. По-видимому, появление полевых шпатов явилось результатом изменения фазового состава вещества — частичного его перехода из твердой фазы в раствор, с поледующей кристаллизацией каркасных силикатов — полевых шпатов. Конечно, в природе каркасные силикаты в результате изменения глинистых минералов могут и не появиться, а если и появятся, то пространственно будут локализоваться на участках, удаленных от изменяю-

щегося глинистого вещества. Пространственно-временное совпадение этих процессов в эксперименте обусловлено спецификой выполнения опытов - их проведением в замкнутой системе. В таких условиях удаление какой-то части вещества невозможно, и все первоначально находившиеся в системе компоненты могут глубоко преобразовываться, но перемещаются лишь в заданном объеме испытываемого образца.

Весьма примечательную и интересную особенность продуктов преобразования огланлинского бентонита под воздействием *PTE*-параметров составляет появление в пастообразном образце плотных ожелезненных перегородок. Источником железа для них, разумеется, послужил Fe -электрод (анод), что же касается его концентрации в перегородках, то это, по-видимому, связано с порогами миграции форм различной валентности [13]. Такое предположение подтверждается: трехвалентное железо обособляется в перегородках, находящихся ближе к катодной зоне, а двухвалентное - ближе к аноду. А.А. Козловский с помощью мессбауэровской спектроскопии доказал [1], что двухвалентное железо локализовано в октаэдрических позициях. Но если двухвалентные катионы располагаются в октаэдрах слоистых силикатов, то, следовательно, произошло частичное преобразование диоктаэдрического минерала в триоктаэдрический.

Таким образом, исследования А.А. Козловского открывают совершенно новые возможности экспериментальной кристаллохимической перестройки глинистых минералов и позволяют с новых позиций оценить вероятность подобных преобразований в природе. Очевидно, одной из первоочередных задач последующих исследований природных объектов должно стать выявление возможности таких преобразований в ходе литогенеза глинистых и других минералов осадочных пород. Это будет способствовать более полному и разностороннему познанию существа кристаллохимических преобразований на разных стадиях литогенеза и, вероятно, окажется полезным для выявления дополнительных критериев при поисках нефти и газа.

Помимо монтмориллонита, в рассматриваемой серии опытов изучалось и поведение органических соединений, вводившихся в бентонит в ходе опытов. Подробное рассмотрение результатов этих экспериментов не входит в нашу задачу. Отметим только, что выявлена сложная зависимость направления миграции различных компонентов ОВ от плотности тока, рН среды и концентрации KCl . Так, например, при высоких значениях плотности тока миграционноспособные формы флюидов накапливаются главным образом в прикатодной зоне, а при снижении этого параметра до значений $0,06-0,04$ mA/cm^2 - в прианодной. Однако дальнейшее уменьшение плотности тока до величин, близких к природным, вновь меняет преимущественное направление миграции флюидов на противоположное - они опять концентрируются у катода.

Все изложенное, на наш взгляд, убедительно свидетельствует об эффективности исследований глинистых минералов при литолого-фаціальном и палеогеографическом изучении нефтегазоносных отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белов Н.В., Зхус И.Д., Браун А.Е. и др. К вопросу о роли электрического тока в преобразовании глинистых минералов. - Докл. АН СССР, 1979, т. 245, № 4.
2. Белов Н.В., Зхус И.Д., Зубковская Е.И. О взаимосвязи преобразований глинистых минералов и рассеянного органического вещества. - Докл. АН СССР, 1978, т. 215, № 4.
3. Белов Н.В., Зхус И.Д., Зубковская Е.И. и др. Набухающий минерал глубокопогруженных отложений плиоцена Бакинского архипелага. - Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 3.
4. Белов Н.В., Зхус И.Д., Крутова Г.И., Павлова Н.Н. О трансформации глинистых минералов в присутствии органических соединений. - Докл. АН СССР, 1974, т. 215, № 2.
5. Браун А.Е. Некоторые физико-химические аспекты в механизме миграции нефти и их влияние на нефтегазоносность юрских отложений Южного Мангышлака. - Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1973.
6. Грим Р.Е. Минералогия глин. М.: ИЛ, 1959.
7. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1972.
8. Зхус И.Д. Глинистые минералы различных климатических и гидрохимических зон на разных стадиях литогенеза. - Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 2.
9. Зхус И.Д., Макарова Л.Н. О двух этапах формирования фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород. - Докл. АН СССР, 1978, т. 240, № 2.
10. Зхус И.Д., Саркисян С.Г., Макарова Л.Н., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977.
11. Зхус И.Д., Шмайс И.И. К вопросу о предельных глубинах распространения залежей нефти и газа. - Докл. АН СССР, 1975, т. 220, № 2.
12. Крутова Г.И. Сравнительная характеристика глинистых минералов одновозрастных и однофаціальных отложений в зависимости от температурного режима (опыт моделирования природных процессов на примере палеогена Ферганы). - Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 1975.
13. Перельман А.И. Геохимия элементов в зоне гипергенеза. М.: Недра, 1972.
14. Титков Н.И., Петров В.П., Неретина А.Я. Формирование минералов и структур при электрохимическом закреплении пород. М.: Наука, 1964.

РОЛЬ КРУПНОМАСШТАБНОГО ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО КАРТИРОВАНИЯ ПРИ ПОИСКЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ (на примере Федоровского месторождения)

Поиск литолого-стратиграфических залежей неразрывно связан с методикой литологического картирования, заключающейся в построении определенной серии карт и профилей и их геологической интерпретации. Предполагается, что для изучаемой территории уже проведен определенный комплекс литолого-фациальных и палеогеографических исследований, позволяющий перейти к поискам конкретных ловушек. В качестве примера проведения подобных работ было выбрано Федоровское месторождение, так как оно расположено в зоне регионального выклинивания нескольких продуктивных горизонтов и содержит в своем разрезе различные по возрасту и условиям образования ловушки. Федоровское месторождение нефти объединяет несколько локальных поднятий: собственно Федоровское, Оленье, Варенское, Той-Лорское, Маленькое, Савуйское, Моховое и Восточно-Моховое. Месторождение многопластовое; до недавнего времени было известно шесть залежей в пластах BC_{11-12} (BC_{10}) валанжинского возраста, BC_{2-3} , BC_1 готеривского возраста, AC_7 , AC_{5-6} , AC_4 барремского возраста. В последние годы обнаружены залежи в пласте $ЮC_2^1$ ($ЮC_2$) батского возраста и в пластах BC_{16-18} , BC_{22} ачимовской толщи берриас-валанжинского возраста.

Для отработки методики в качестве объекта были выбраны пласты $Ю_2^1$, $Ю_1$, BC_{16-22} , BC_{11-12} . Прежде чем начать картировать тот или иной объект, надо четко себе представлять его местонахождение в стратиграфических и корреляционных схемах.

Пласт $Ю_2^1$ располагается в кровле батского яруса и относится к континентальным отложениям тюменской свиты. Следует еще раз оговорить, что этот пласт не имеет ничего общего с базальным трансгрессивным пластом $Ю_2$, отнесенным нами к основанию морских отложений верхней юры. Подробная характеристика пласта $Ю_2$, его возрастная приуроченность и сопоставление с контактирующими толщами по латерали даны в ряде работ [2, 4, 6]. Неоднократно подчеркивалось, что пласт $Ю_2$ морского генезиса, со специфическим набором и формами выделения аутигенных минералов развит в прибрежной зоне вдоль береговой линии, т.е. в области перехода васюганской свиты в наунакскую.

В глубь морского бассейна на территории Среднего Приобья пласт замещается алевrolитами, постепенно глинизируется и сокращается по мощности вплоть до полного выклинивания в районе Сургутского свода. Возрастными аналогами пласта $Ю_2$ являются отложения низов васюганской, абалакской и вогулкинской свит.

В этих же работах отмечалось, что в Приуральской части, в Красноленинском районе, в Среднем Приобье непосредственно под базальным морским пластом располагается песчаный пласт континентального генезиса в кровле тюменской свиты. И тем не менее некоторые исследователи (Г.С. Ясович, Г.Н. Мясникова) неверно излагают наши взгляды, приписывая нам сопоставление базального пласта Ю₂ с континентальными отложениями кровли тюменской свиты западных районов плиты. Путаница, видимо, происходит из-за того, что совершенно разные по генезису пласты в различных районах Западной Сибири и в различных геологических организациях имеют один и тот же индекс — Ю₂. Очевидно, этот индекс следует оставить за базальным морским пластом верхней юры, выделенным в 1968—1971 гг. В пределах Федоровского месторождения мощность его не превышает 0,8 м.

Песчаный пласт континентального генезиса в кровле тюменской свиты можно индексировать Ю₂¹. Представлен он песчаными линзами речного аллювия, располагающимися в пониженных участках палеорельефа. По латерали песчаники замещаются переслаиванием алевроитоглинистых пород древних речных пойм, а вверх по разрезу — морскими отложениями верхней юры. Подобные пласты песчаников руслового генезиса в последние годы вскрыты на многих площадях, приуроченных к северным склонам Сургутского и Нижневартовского сводов и к Северной моноклинали. На ряде площадей (Федоровской, Итурской, Средневатъеганской, Южно-Ягунской, Конитлорской) керновый материал глубоких скважин доказывает, что непосредственно на русловых песчаниках пласта Ю₂¹ тюменской свиты залегает базальный морской пласт Ю₂. В таком случае эти пласты представляют собой единый гидродинамически связанный резервуар, являющийся ловушкой. Пользуясь только каротажными диаграммами, пласт Ю₂ не всегда возможно отделить от пласта Ю₂¹.

Песчаники пласта Ю₂¹ светло-серые, массивные, косослоистые; нередко слоистость выражена изменением гранулометрии снизу вверх, от крупной до мелкой. Слоистость пород иногда нарушается крупными вертикальными ходами роющих организмов, конкрециями пирита и сидерита, галькой аргиллитов. По составу песчаники полевошпат-граувакково-кварцевые, граувакково-полевошпат-кварцевые. В тяжелой фракции преобладают бесцветный гранат и циркон. На литолого-фациальных и палеогеографических картах батского века территории Среднего Приобья [6] видно, что Федоровское месторождение расположено в краевой зоне развития речного аллювия, чуть западнее и южнее которой происходит замещение песчано-алевритовых аллювиальных отложений алевроитоглинистыми крупного опресненного бассейна.

Карты литолого-фациальная, коэффициентов песчаности, эффективных мощностей и числа песчаных пластов, построенных для пласта Ю₂¹ Федоровского месторождения, показывают линей-

ное простираение зон с юго-востока на северо-запад, что соответствует главному направлению сноса обломочного материала в седиментационный бассейн. Наиболее песчаная зона с содержанием песчаников 30–50% прослеживается на площади, отделяющей Федоровскую и Восточно-Моховую структуры. Данная зона характеризуется относительно низкой гипсометрией, максимальными мощностями пласта (15–20 м), эффективными мощностями песчаников (5–13 м); коэффициент песчаности 0,3–0,5, число пластов изменяется от 4 до 6. По обе стороны от описанной зоны располагаются площади с содержанием песчаников и крупнозернистых алевролитов от 30 до 10%. Им соответствуют мощности пласта 10–15 м, эффективные мощности песчаников 3–5 м; количество песчаных пластов изменяется от 2 до 4. Границы зон с данными литологическими показателями на востоке месторождения прослеживаются вдоль западных склонов Савуйской и Восточно-Моховой структур, а на западе – по западным склонам Варенской, Оленьей и восточному склону Федоровской структур. На западных и северных склонах Федоровской структуры наблюдается полная глинизация пласта Ю₂¹.

Анализ карт и палеогеографических профилей показал почти полное совпадение зон с различными литологическими показателями и приуроченность песчаных линз к прогибам между отдельными куполами, выраженными в палеорельефе, что указывает на формирование отложений в условиях однонаправленного потока. Тектурные особенности пород, наличие углефицированной органики и корешков растений, состав пород (преобладание устойчивых компонентов как в легкой, так и в тяжелой фракциях), неустойчивый гидродинамический режим осадконакопления свидетельствуют о формировании отложений в условиях речной протоки. Относительно низкий коэффициент песчаности (не выше 0,5), преобладание мелкозернистых разностей песчаников, окатанность обломочного материала и его устойчивый к выветриванию состав говорят о дальности переноса и о существовании в пределах Федоровского месторождения "второстепенных" речных проток, являющихся, по-видимому, притоком главной речной артерии, долина которой располагалась в Колтогорском прогибе и в восточной части Нижневартовского свода.

Залежи нефти обнаружены в песчаных линзах, приуроченных к седловине между Федоровским и Моховым поднятиями (скв. 31), на северо-западном склоне Мохового поднятия (скв. 59), на западном крыле Восточно-Мохового поднятия (скв. 97), за пределами замкнутого контура Моховой структуры (скв. 82) и на юго-западном склоне Федоровской структуры (скв. 79). Таким образом, залежи располагаются на склонах или за пределами их замкнутого контура. Ловушки образованы песчаными линзами речного генезиса.

Наиболее благоприятными для поисков нефтяных залежей являются участки склонов структур, расположенных в зоне речного потока.

К ним относятся западные склоны Восточно-Моховой структуры, склоны Моховой, восточные склоны Федоровской, Варенской и Оленьей структур.

Пласт Ю₁ выделяется в верхневасюганскую подсвету, датированную верхним оксфордом. Границы его распространения были откартированы ранее [4, 6, 7]. Также был описан вещественный состав и дан анализ обстановок осадконакопления времени образования пласта Ю₁ на всей территории его развития. Впоследствии литолого-фашиальные и палеогеографические исследования по этим отложениям проводились Л.С. Черновой и Г.П. Мясниковой. В наших работах отмечалось, что формирование пласта Ю₁ связано с регрессией моря в верхнем оксфорде и с продвижением береговой линии в глубь морского бассейна. Была дана принципиальная палеогеографическая схема пласта Ю₁ с широким развитием в пределах мелководного и прибрежного моря баров, зоны авандельты и прибрежного, периодически осушающегося мелководья. Бары здесь приурочены к локальным структурам, выраженным в палеорельефе. Они, видимо, были последней преградой, аккумуляющей кластический материал, разносимый морскими течениями в глубь морского бассейна под углом к береговой линии. Большое влияние на распределение кластического материала оказало наличие авандельты, откартированной нами на территории Колтогорского прогиба, на склонах прилегающих сводов и на значительной части Нижневартовского свода. Морские течения, доносившие материал на Сургутский свод, являются как бы продолжением одного из ответвлений авандельты. Несмотря на то что залежи нефти в пласте Ю₁ Федоровского месторождения пока не установлены, тем не менее он в силу своего палеогеографического положения несомненно заслуживает внимания.

Пласт Ю₁ — сложно построенное геологическое тело, состоящее из переслаивания песчаных, алевритовых и глинистых пород. Песчаники серые, от светлых до темных разностей, с буроватыми оттенками, мелко-среднезернистые, массивные и слоистые; слоистость мульдобразная, направленная волнистая, линзовидная, реже горизонтальная. Нередко песчаные породы переработаны роющими организмами, оставившими многочисленные, хаотично расположенные овальные ходы. Прослоями песчаники карбонизированы. Аргиллиты, как правило, с примесью алевритового материала, с неправильной горизонтально-волнистой и линзовидной слоистостью. Обычно в них присутствуют фукоиды, имеющие вид мелких запяток, выполненных мелким глинистым материалом. По всему интервалу в пласте Ю₁ встречаются конкреции пирита, реже сидерита. В верхней части пласта (скв. 85) наблюдаются обломки пелеципод, водорослей и костей рыб. В целом для пласта характерно уменьшение содержания глинисто-алевритовых прослоев вверх по разрезу. В этом же направлении увеличивается зернистость песчаников. По составу песчаники граувакково-полевошпат-кварцевые.

На палеогеологических профилях Федоровского месторождения отчетливо виден дельтовый характер залегания васюганской свиты и перекрывающей ее баженовской, отражающийся в общей тенденции уменьшения мощностей с востока и юго-востока на запад, т.е. от источников сноса в глубь морского бассейна.

Анализ мощностей и эффективных мощностей пласта Ю₁ указывает на существование морского залива на территории Савуйской структуры и в седловине между Федоровской и Моховой структурами. Здесь отмечаются максимальные мощности (32-20 м). Уменьшение их наблюдается в юго-западном и наиболее резко в западном направлении.

Изолинии коэффициента песчанистости секут мощности. Наиболее песчанистые зоны, где содержание песчаников и крупнозернистых алевролитов составляет более 70%, картируются в юго-восточной и восточной частях месторождения, в районе Восточно-Моховой структуры.

На фоне региональных зон с коэффициентом песчанистости не ниже 0,4 отмечается повышение коэффициента содержания песчаников в пределах куполов Восточно-Моховой структуры выше 0,8, Варенской структуры выше 0,9, на куполах Савуйской и Маленькой структур выше 0,4. Вдоль западного склона собственно Федоровской структуры происходит глинизация пласта Ю₁.

Изолинии эффективной мощности пласта Ю₁ также указывают на глинизацию пласта в западном направлении. Вдоль западного склона Федоровской и Северо-Сургутской структур их значения снижаются до 1 м. Восточнее Федоровской структуры отмечаются широкие поля со значениями эффективной мощности пласта 10-20 м. Некоторое уменьшение их значений происходит на востоке (до 8 м, скв. 141) и на севере (до 13 м, скв. 101).

Наибольшие эффективные мощности (15-22 м) фиксируются в гипсометрически пониженных участках, разделяющих Федоровскую, Моховую, Оленью и Савуйскую структуры.

Изолинии числа пластов в основных чертах повторяют конфигурацию изолиний мощностей. При этом происходит некоторое смещение максимальных значений (4-5 пластов) в юго-восточном направлении, но так или иначе они приурочены к зоне морского залива и располагаются в гипсометрически пониженных участках. Здесь происходило наибольшее разбавление песчаного материала глинистым. Наименьшее число пластов (1) при значительной эффективной мощности (17 м) отмечается в пределах Северного купола Савуйской структуры (скв. 103). Изогнутый характер изолиний с числом пластов 2-3 на юго-востоке свидетельствует о более активном гидродинамическом режиме в этой части площади.

Совместный анализ построенных карт и палеопрофилей свидетельствует о поступлении обломочного материала в основном с юго-востока. Линейный характер песчаных зон, вытянутых с юго-востока на северо-запад, характер переслаивания песчано-алевритовых и глинистых пород говорит о том, что обломочный материал

приносился в основном морскими течениями. Наличие на их пути преград в виде локальных поднятий, выраженных в рельефе, приводили к аккумуляции песчаного материала и росту баровых отелей. Отмечается постепенное увеличение количества песчаников вверх по разрезу и резкая смена их аргиллитами георгиевской свиты. Это же строение отражается на кривых ПС и КС, имеющих характерную форму для баровых образований [9]. Бары в пределах Федоровской площади на поверхность не выводились: они были подводными. Но уровень воды над ними был незначительный, о чем свидетельствует широкое развитие роющих организмов, расселяющихся обычно в хорошо аэрируемой среде.

Ловушки нефти пласта Ю₁ образуются под действием двух факторов: с одной стороны, аккумулятивного (рост баров под влиянием морских течений и активного поступления обломочного материала в бассейн), с другой — структурного (наличие выраженных в рельефе структур, являющихся центрами аккумуляции). Образующиеся ловушки относятся к комбинированному типу. Ограниченное количество пробуренных скважин не позволяет судить, точно ли совпадает баровое тело с куполами структур или сползает на крыло под действием сгонно-нагонных течений [5].

Таким образом, наиболее перспективными для поиска ловушек оказываются купола структур, расположенные на пути морских течений, в зоне наиболее активного разноса песчано-алевритового материала. К ним относятся Восточно-Моховая, Варенская, Маленькая, Савуйская структуры.

Пласты БС₁₆₋₂₂ выделяются внутри ачимовской толщи, относимой к низам мегионской и куломзинской свит центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. Условиями осадконакопления, изучением вещественного состава и пространственным размещением отложений ачимовской толщи занимались Ю.В. Брадучан, Т.Н. Процветалова, И.Э. Сорокина, Л.В. Власова, Л.П. Колгина, Н.А. Чернова, Л.С. Чернова, С.В. Архипов, Г.П. Мясникова, А.Е. Еханян и др. В одной из работ [1] были закартированы границы распространения ачимовской толщи внутри верхнеюрско-нижнемеловой региональной глинистой покрывки. Некоторые исследователи отмечали сложный, нередко линейный, вытянутый характер распространения песчаных тел ачимовской толщи, обусловленных широким развитием морских течений. Вся ачимовская толща, по представлениям автора, относится к регрессивной части кимеридж-волжско-берриас-валанжинского макроциклокомплекса (его верхняя граница пока точно не установлена). Трансгрессивную часть этого циклокомплекса составляют глауконит-карбонат-содержащие с маломощными песчаными линзами в основании глинистые отложения георгиевской свиты, битуминозные глинистые отложения баженовской свиты и подачимовской пачки [6]. Возраст трансгрессивной части — кимеридж-волжско-берриасский.

Регрессивный характер ачимовской толщи отражается в ее составе: неустойчивые компоненты преобладают над устойчивыми,

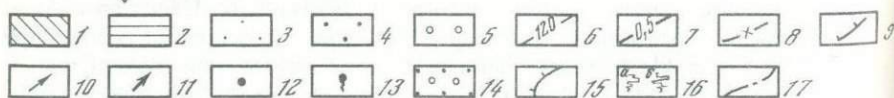
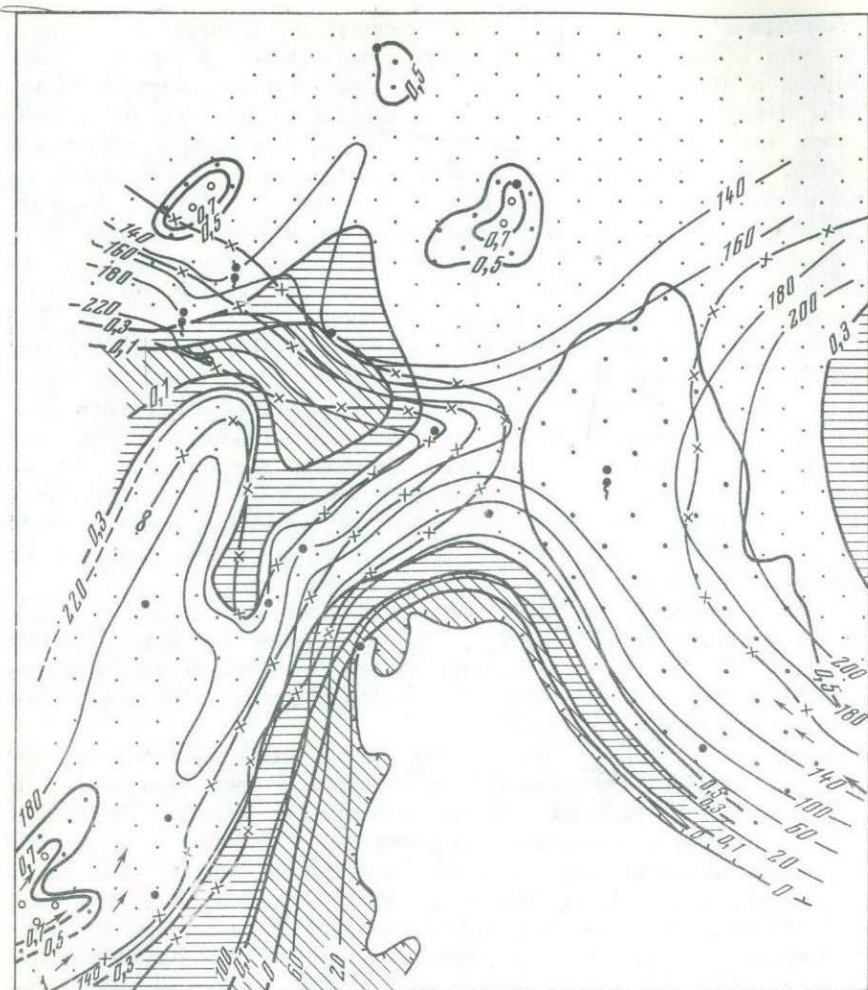


Рис. 1. Литолого-фациальная схема ачимовской толщи Федоровского месторождения

1 - глубоководноморская зона с содержанием песчаников и крупнозернистых алевролитов < 10%; мелководноморские зоны с содержанием песчаников и алевролитов (в %): 2 - 10-30, 3 - 30-50, 4 - 50-70, 5 - 70-90; 6 - изобахты; 7 - изолинии коэффициента песчаности; 8 - изолинии вертикального размещения песчаных пластов; 9 - границы выклинивания; 10 - течения; 11 - направление сноса; 12 - скважины; 13 - нефтепроявления; 14 - мелководно-

что свидетельствует об интенсивном выносе и активном разное обломочного материала в бассейне седиментации. По данным Т.Н. Процветаловой, Н.С. Лагутенковой, И.Э. Сорокиной и Л.В. Власовой, состав песчаников ачимовской толщи кварцево-граувакково-полевошпатовый: полевых шпатов 35%, кварца 20-25%, обломков пород 17-35%.

Приуроченность ачимовской толщи к регрессивной части цикла отразилась на ее строении и характере расположения песчаных пластов на площади седиментационного бассейна. Данная толща в пределах Сургутского свода Западной Сибири имеет трехчленное строение: верхняя песчаная пачка представлена пластами БС₁₆₋₁₈; средняя глинистая содержит пласт БС₁₉, часто глинизирующийся в пределах даже одной площади, нижняя пачка представлена группой пластов БС₂₀₋₂₃. Пласты внутри пачек нередко разделяются лишь глинистыми пропластками, мощностью 1-5 м, являются гидродинамически связанными и образуют единый резервуар. Таким образом, при проведении детальных работ имеет смысл установить зоны выклинивания и закономерности размещения каждой пачки в отдельности и определить характер и надежность экранирующих толщ, разделяющих пласты.

Для выявления зон выклинивания и участков, перспективных для поисков ловушек неструктурного типа, в пределах ачимовской толщи целесообразно строить следующие карты: структурную карту по отражающему горизонту Б (баженовская свита, являющаяся ближайшим наиболее надежным репером), литолого-фациальную карту, совмещенную с картами изопахит и коэффициентов песчанистости, карту эффективной мощности песчаников, совмещенную с картами числа пластов и коэффициента их вертикального размещения, карту мощности глинистой покрывки над нижней песчаной пачкой ачимовской толщи, палеофациальную карту на время начала накопления ачимовской толщи, а также палеогеологические профили.

На литолого-фациальной карте, совмещенной с картами коэффициентов песчанистости и мощностей (рис. 1), выявляется граница выклинивания всей толщи - она приурочена к южному склону Моховой структуры. Увеличение мощностей отмечается в восточной и западной частях месторождения: до 220 м в прогибе, отделяющем Варенскую и Савуйскую структуры от Федоровской и Моховой структур, и до 280 м на восточном склоне Восточно-Моховой структуры. В северном направлении в районе Оленьей и Савуйской структур мощности уменьшаются до 120 м и менее.

←
Окончание подписи к рис. 1

морская зона с содержанием песчаников и крупнозернистых алевролитов 90-100%; 15 - граница баровой отмели; 16 - электрокаротажная характеристика пласта - кривые ПС (а) и КС (б); 17 - водо-нефтяной контакт

Наиболее песчаные зоны мелководного моря с коэффициентом песчаности выше 0,5, отмечаются в пределах Восточно-Моховой структуры (зона протягивается на юго-восток за границы Федоровского месторождения), на юго-западном склоне Федоровской структуры, а также в пределах Оленьей, Маленькой и Савуйской структур.

Зоны с содержанием песчаников и крупнозернистых алевролитов 30–50% отмечаются почти на всей территории Федоровского месторождения, за исключением восточного склона Восточно-Моховой структуры, южного склона Моховой, примыкающей к границе выклинивания и западному склону Федоровской структуры, где были развиты преимущественно глинистые породы относительно глубоководных частей моря. Аналогичные отложения распространялись в глубь территории, разделяющей Федоровскую, Моховую, Той-Лорскую и Варенскую структуры.

Карты эффективной мощности песчаников ачимовской толщи в общем повторяют картину, полученную из карт мощностей, и отражают резкое уменьшение мощностей песчаников и крупнозернистых алевролитов на юг, к границе выклинивания, и постепенное уменьшение мощностей до 40–20 м на северо-восток. Наибольшие мощности (100–80 м) отмечаются в западной и восточной частях месторождения, в пределах Федоровской и Восточно-Моховой структур.

Число пластов увеличивается в западном и восточном направлениях. С одной стороны, это обусловлено увеличением общей мощности толщи, а с другой — увеличением содержания глинистого материала, участвующего в переслаивании на крыльях структур. Количество глинистых прослоев (до 17) наибольшее на западном склоне Федоровской структуры, где осадки накапливались в относительно глубоководных условиях.

В результате сложного строения ачимовской толщи, ее значительной мощности и приуроченности песчаных пластов к ее разным частям возникла необходимость дать оценку вертикального размещения песчаных пластов по разрезу и зон выклинивания различных пачек. Для этого был использован коэффициент вертикального размещения песчаных пластов. Он вычисляется в данном случае как отношение мощности верхней пачки к мощности нижней песчаной пачки. Для разделяющей их средней глинистой пачки строилась карта мощностей. Такая методика очень проста в обращении и дает ясную и четкую геологическую картину как при двух-, так и при трехчленном строении толщи. Поскольку пачки выделялись как естественные литологические тела, то отсутствие песчаников в верхней части разреза соответствует нулевой мощности верхней пачки, а следовательно, и нулевому значению коэффициента. Таким образом, изолиния коэффициента со значением 0 отвечает границе выклинивания верхней пачки. Если мощность нижней песчаной пачки равна 0, то зона ее выклинивания оконтуривается изолинией со значениями ∞ . Любое дробное значение коэффициента

характеризует количественное соотношение между мощностями верхней и нижней песчаной пачек. Значения больше 1 указывают на преобладание песчаников в верхней части разреза, меньше 1 — в нижней его части.

Зона отсутствия нижней пачки прослеживается в западной части Федоровского месторождения (см. рис. 1). Граница выклинивания проходит по южным склонам Оленьей и Той-Лорской структур, по северо-западному склону Моховой структуры, по северному и западному склонам Федоровской структуры, т.е. соответствует примерно области смены мелководных условий относительно глубокими.

Зона отсутствия верхней пачки имеет меридиональное простирание и прослеживается в центральной части месторождения. Граница выклинивания на западе проходит по северным склонам Оленьей и Той-Лорской структур, вдоль восточного и южного склонов Моховой структуры. На востоке граница прослеживается по восточному склону Восточно-Моховой структуры, несколько восточнее линии скважин 97-142.

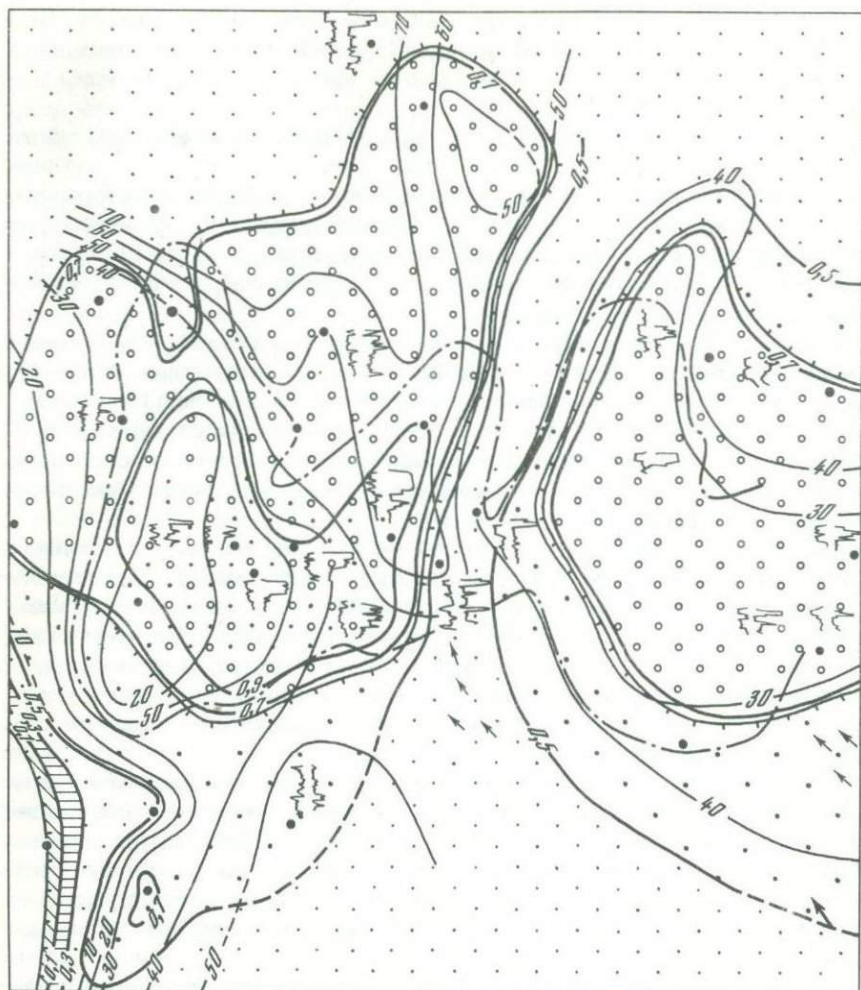
Значение коэффициента вертикального размещения 0,25 свидетельствует о том, что на востоке месторождения, восточнее линии выклинивания верхней пачки (в районе скв. 141), ее мощности также невелики. Таким образом, общее увеличение мощности ачимовской толщи в восточной части месторождения обусловлено развитием нижней песчаной пачки. Именно в ней следует сосредоточить поиск ловушек на территории Восточно-Моховой, Савуйской и Маленькой структур.

В западной части месторождения, в пределах Федоровской и Оленьей структур, основная масса песчаных пластов расположена в верхней песчаной пачке; мощность ее на юге Федоровской структуры превышает мощность нижней пачки в три раза. Из этого следует, что в пределах Федоровского и Оленьего месторождений основной интерес приобретает верхняя пачка ачимовской толщи с пластами БС₁₆₋₁₈.

Анализ карты мощностей глинистой пачки, разделяющей песчаные пачки, показывает, что почти на всей территории месторождения сохраняются условия для экранирования нефтяных залежей. Следовательно, и верхнюю, и нижнюю пачки можно рассматривать как самостоятельные объекты для поиска залежей нефти. Лишь резкое сокращение мощности (до 9 м в скв. 86) глинистой пачки на западном крыле Федоровской структуры требует проведения поинтервального испытания скважин по всему разрезу ачимовской толщи.

Совместный анализ построенных карт и палеогеографических профилей пород позволяет сделать вывод о формировании ачимовской толщи в условиях мелководного моря под влиянием морских течений. При этом в основании толщи и внутри нее отмечаются многочисленные размывы.

На Восточно-Моховой структуре размывом полностью уничто-



Р и с. 2. Литолого-фациальная схема пласта Б 11-12
Условные обозначения см. на рис. 1

жены отложения подачимовской пачки и частично баженовской свиты. На Федоровской и предположительно на Моховой структурах размывта лишь часть отложений подачимовской пачки. Размывы отражаются и в керне в виде присутствия обломков глинистых пород в налегающих песчаниках. К основанию ачимовской толщи приурочены также следы микросбросов и оползаний.

На палеогеологических профилях отчетливо виден характер размещения песчаных пластов, примыкающих к сводам структур; по восстанию нижние пласты выклиниваются. Так, нижний пласт БС 22 прослеживается лишь на далеких погружениях структур; над сводами выделяется только верхний пласт БС 20 нижней пачки.

Характер выклинивания песчаных пластов ачимовской толщи был прослежен также на временном разрезе МОГТ по профилю вблизи скв. 75, 58, 120, 89 и 137. Геологическая интерпретация этого профиля отчетливо показала трехчленное строение толщи и последовательное выклинивание нижних горизонтов по направлению к своду Моховой структуры. На палеогеологических профилях видно кулисообразное размещение песчаных пачек, верхняя из которых смещается в глубь моря, что еще раз подчеркивает регрессивный характер залегания ачимовской толщи.

Из рассмотренных литологических построений видно, что ловушки нефти в нижней пачке толщи связаны с выклиниванием песчаных пластов на склонах Моховой, Восточно-Моховой и Оленьей структур. В верхней песчаной пачке ловушки связаны как с фациальными замещениями внутри пластов, так и с зонами выклинивания песчаных пластов на склонах Федоровской, Моховой и Оленьей структур. Так, песчаная линза, экранированная глинистыми пропластками в пределах восточного купола Оленьей структуры, оказалась заполненной нефтью.

Пласт БС₁₁₋₁₂ выделяется в верхней части мегионской свиты валанжинского возраста. В нем установлены промышленные запасы нефти. На Федоровском месторождении данный пласт выделен с индексом БС₁₀. Однако детальная корреляция разрезов, сопоставление разрезов Федоровского месторождения с разрезами Южно-Сургутской, Мамонтовской, Вынгинской площадей и с другими разрезами Широного Приобья дает основание выделить его с индексом БС₁₁₋₁₂.

Данный пласт отличается граувакково-полевошпат-кварцевым составом. Он характеризуется наличием прослоев с повышенным содержанием биотита (до 25-40%). Детальные литологические исследования этого пласта проводились в ЦНИЛе Главтюменьгеологии. Нами для Федоровского месторождения по пласту БС₁₁₋₁₂ были построены структурная карта кровли пласта, литолого-фациальная карта, совмещенная с картами мощностей, коэффициентов песчаности и электрокаротажных кривых, карты эффективных мощностей, числа пластов и палеогеологический профиль.

На карте мощностей пласта БС₁₁₋₁₂ отмечается зона выклинивания вдоль юго-западного склона Федоровского месторождения (рис. 2). Наибольшие мощности (60-90 м) наблюдаются на крыльях структур и в прогибе, отделяющем Федоровскую, Моховую и Савуйскую структуры от Восточно-Моховой. Изопахиты с минимальными значениями мощностей (20-30 м) оконтуривают северную половину Федоровской структуры и Восточно-Моховую. Этим участкам соответствуют максимальные значения коэффициентов песчаности - 0,9 на Федоровской структуре и 0,8 на Восточно-Моховой. Зона со значениями коэффициента 0,8 на западе месторождения образует единую область, охватывающую территории северных куполов Федоровской структуры, западный купол Оленьей, Той-Лорскую, Маленькую и Савуйскую струк-

туры. Области с содержанием песчано-алевритовых пород менее 50% отвечают зонам с увеличенными значениями мощностей и прослеживаются на периферийных участках Федоровской, Моховой, Савуйской и Восточно-Моховой структур и в прогибе, разделяющем Моховую и Восточно-Моховую структуры.

Карта эффективных мощностей мало чем отличается от карты мощностей пласта, что лишней раз доказывает нецелесообразность построения такой карты для единого по строению литологического тела.

На карте числа пластов отражается увеличение пластов до 6 на крыльях Федоровской, Моховой, Савуйской и Восточно-Моховой структур. На основной части Федоровского месторождения число пластов не превышает 3. Область с развитием пластов от 1 до 2 выделяется в центральной части территории, объединяющей Федоровскую и Моховую структуры, и на площади Восточно-Моховой и Савуйской структур. Один монолитный пласт прослеживается на западном склоне Моховой структуры и в центральной части Восточно-Моховой. На палеогеологических профилях отражается наличие одного монолитного пласта в пределах Федоровской и Моховой структур, образующих по всем показателям единую крупную структуру, и на территории Восточно-Моховой структуры. В прогибе между ними пласт расслаивается и увеличивается в мощности за счет появления глинистых пропластков и новых песчаных прослоев в нижней части. Увеличение мощности пласта с одновременным увеличением числа прослоев песчаников и глинистых пропластков, приуроченность данных зон к прогнутым участкам указывает на образование их под влиянием морских течений.

Увеличение коэффициентов песчаности с одновременным уменьшением числа пластов и мощностей, характер электрокаротажных кривых ПС указывает на образование во второй половине валанжина на территории Федоровского месторождения двух подводных баров. Западный объединяет северные купола Федоровской структуры, Моховую, Савуйскую, Маленькую, западный купол Оленьей. Восточный и юго-восточный склоны его, судя по характеру изменения коэффициентов песчаности и числа пластов, обращенные в сторону поступления обломочного материала, более крутые, чем северо-западный. Центральная, наиболее монолитная и песчаная часть бара располагалась в седловине между Федоровским и Моховым поднятиями. Восточный бар развивался в пределах Восточно-Моховой структуры. Часть его не выявлена, она по всем литологическим показателям находится восточнее скв. 141. Именно в этом направлении следует вести доразведку пласта БС₁₁₋₁₂.

Вершина бара, судя по характеру кривых ПС, числу пластов и значениям мощностей, располагалась в купольной части Восточно-Моховой структуры (скв. 97). Большое количество поступающего в бассейн обломочного материала, унаследованный характер развития привели к слиянию мелких баровых отмелей, существовавших в верхнем оксфорде, и к образованию крупной баровой отмели во

второй половине валангина. Таким образом, нефтеносность пласта БС 11-12 Федоровского месторождения связана с аккумуляцией баровых песчаников в пределах локальных поднятий, что, в свою очередь, привело к формированию ловушек комбинированного типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зонн М.С., Филина С.И. Верхнеюрско-нижнемеловая глинистая покрывка Западно-Сибирской низменности. - В кн.: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1971.
2. Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю., Филина С.И. Условия формирования юрских продуктивных горизонтов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1975, № 5.
3. Зонн М.С., Корж М.В., Филина С.И. Перспективы поисков различных типов залежей в юрских отложениях Западной Сибири по данным литолого-палеогеографических исследований. - Геол. нефти и газа, 1976, № 8.
4. Корж М.В., Филина С.И., Зонн М.С. Критерии размещения залежей нефти и газа в верхнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1976, № 7.
5. Леонтьев О.К., Никифоров Л.Г., Сафьянов Г.А. Геоморфология морских берегов. М.: Изд-во МГУ, 1975.
6. Филина С.И. Литология и палеогеография юры Среднего Приобья в юрский период в связи с нефтегазосностью: Автореф. канд. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1973.
7. Филина С.И. Дельтовые и авандельтовые образования в юрских отложениях Среднего Приобья и их нефтегазосность. - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 11.
8. Ясович Г.С., Комисаренко В.К., Тылкина К.Е. Стратиграфия морских келловей-оксфордских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины. - В кн.: Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976, вып. 111.
9. Carrigy M.A. Deltaic Sedimentation in Atabasca Bar Sands. - Bull. AAPG, 1971, vol. 55, N 8.

М.С. ЗОНН

КАРТИРОВАНИЕ ЗОН ВЫКЛИНИВАНИЯ И ФАЦИАЛЬНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Для апробирования и разработки отдельных методов, входящих в методику литологического картирования, были выбраны два конкретных объекта - Трехозерное месторождение Шаимского нефтегазосного района и Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение Южно-Ямальского нефтегазосного района. Выбор на эти объекты пал ввиду общности тектонических и фациальных условий

и относительно хорошей геолого-геофизической изученности. Оба месторождения расположены во внешнем поясе плиты, в зоне регионального выклинивания основных юрских и неокомских нефтегазоносных отложений.

Трехозерное нефтяное месторождение в Шаимском районе — характерный пример месторождения в зоне выклинивания средневерхнеюрских отложений, переходных от континентальных образований к прибрежно-морским мелководным осадкам. Нефтяная залежь приурочена к отложениям трещиноватой коры выветривания фундамента, алеврито-песчаным и грубообломочным породам тюменской свиты (пласт Ю₂) и органогенно-обломочным известнякам, песчаникам, гравелитам вогулжинской толщи. Основная часть продуктивного пласта представлена отложениями вогулжинской толщи; именно они анализировались в большинстве разрезов, поэтому далее для простоты обозначения будем употреблять индекс — пласт П.

Верхнеюрские отложения Шаимского района исследованы коллективами Главтюменьгеологии (П.И. Ровнин, Ф.К. Салманов и др.), ЗапСибНИГНИ (Г.С. Ясович, В.Г.Елисейев, И.И. Нестеров и др.), СНИИГГИМСа (Л.Д. Неуймина, М. Потлова и др.), ИГиРГИ (Л.В. Ровнина, М.С. Зонн, В.Г. Коваленко и др.). Эти материалы были широко использованы в дальнейших обобщениях.

Пласт П представляет собой литологически сложное тело, подразделяющееся в полных разрезах на три пачки: нижнюю, сложенную преимущественно кварцевыми песчаниками с редкими прослоями гравелитов; среднюю, образованную разномерными полимиктовыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов; верхнюю, сложенную мелкозернистыми песчаниками и органогенно-обломочными известняками с прослоями спонголитов.

Морфологически пласт представляет собой единое целое, и пронизываемые пачки не изолированы друг от друга. Поэтому построение карты числа пластов, предлагаемой для верхнеюрских отложений других регионов Западной Сибири, в данном случае нецелесообразно. Основные карты — структурные, мощностей, литолого-фациальные, палеогеографические — уже построены в различных масштабах (от 1:1 000 000 до 1:200 000), в связи с чем мы ограничились обработкой метода составления карты электрокаротажных характеристик продуктивного пласта. В ее основу положена идея совмещения карты изопакит с картой электрокаротажных характеристик продуктивного пласта, построенной по методу американских исследователей [5, 6, 7], с интерпретацией генезиса продуктивного пласта и с использованием данных анализа конфигурации кривых ПС.

Материалами для построения этой карты послужили электрокаротажные диаграммы более чем по 150 эксплуатационным и разведочным скважинам. Для проверки выводов были привлечены ранее проведенные исследования [1]. В каждом разрезе были вычислены мощности продуктивного пласта и построена карта изопакит с сечением 5 м. Уменьшены до масштаба 1:1000 и нанесены на карту

кривые ПС пласта П. Затем все полученные кривые были проанализированы по методике М. Карридни и Г. Вишера, разбиты на четыре типа и сведены в таблицу [5, 6, 7]. На карте около каждого разреза римскими цифрами нанесены типы кривых и проведена линейная интерполяция.

Как показал опыт использования метода распознавания генетической природы песчаных тел в континентальных и морских юрских отложениях [1], однозначно интерпретируются русловые аллювиальные пески, песчаные отложения морских кос (тип I), баровые песчаные отложения (тип IV), дельтовые и авандельтовые образования (типы II, III) в условиях смены аллювиальной прибрежной равнины морскими условиями осадконакопления.

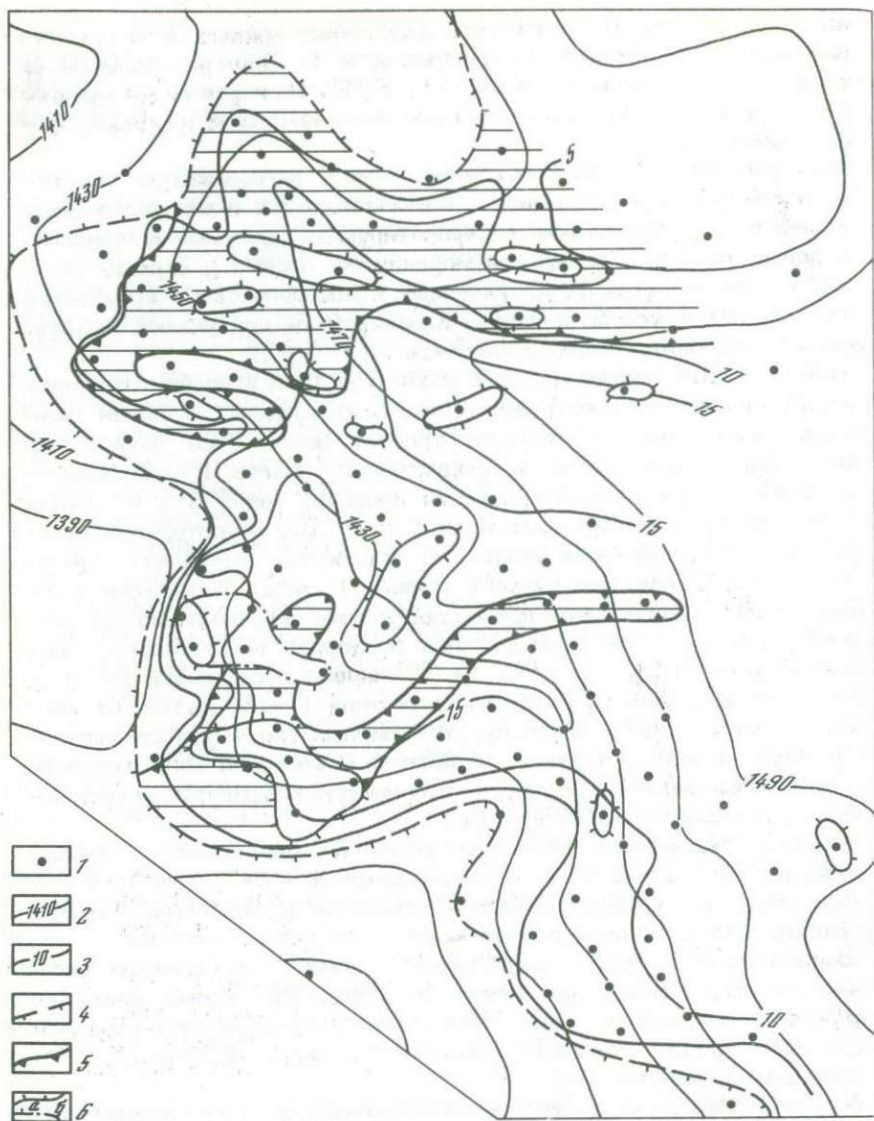
Интерпретация формы кривых типов II и III в условиях прибрежно-морского осадконакопления и особенно в зонах развития различных типов морских течений требует дальнейшей разработки. Наибольший процент разрезов продуктивного пласта П на Трехозерном месторождении характеризуется кривыми типов II и III, затем по степени убывания кривыми типов I и IV. Вся территория распространения пласта П четко делится на две зоны — северную и южную.

В северной зоне преобладают кривые I типа. Территория развития кривой данного типа примыкает к зоне выклинивания продуктивного пласта, и северная граница повторяет ее. Южная граница имеет извилистую форму (рис. 1). Увеличение мощностей (от 0 до 10 м) внутри области развития кривой типа I наблюдается от зоны выклинивания в глубь бассейна. Монолитный пласт характеризуется резкими нижней и верхней границами. В северной зоне изопахиты четко обрисовывают долину, повторяющую конфигурацию среднеюрской (батской) речной долины [1].

Значения медианных размеров зерен в зоне развития кривой I типа пласта П меняются очень незначительно — от 0,1 до 0,15 мм. Повышенные содержания минералов тяжелой фракции (на примере содержания циркона) сконцентрированы в зоне развития баров.

В результате анализа фациальных и палеогеографических особенностей осадконакопления можно заключить, что осадки зоны, где распространен пласт I типа, являются подводным выносом батской палеореки, среди которого вкраплены мелкие, преимущественно приустьевые бары (тип IV).

Южная зона характеризуется наличием сложно построенных участков пласта. На ранних этапах формирования также преобладали условия подводного выноса батской палеореки. На заключительных этапах формирование пласта П проходило в типичных прибрежно-морских условиях, где в качестве аккумулятивных форм доминировали бары. Таким образом, используя карту электрокаротажных характеристик в комплексе с данными литолого-фациального и палеогеографического анализа, можно провести детальный морфогенетический и морфоструктурный анализ прибрежных аккумулятивных форм с целью выявления среди них ловушек нефти и газа и закономерностей их распределения.



Р и с. 1. Схема электрокаротажных характеристик пласта II Трёх-озерного месторождения

1 - разрез по скважине; 2 - изогипсы поверхности фундамента; 3 - изопахиты; 4 - граница выклинивания продуктивного пласта II; 5 - отложения морских кос аллювиальных русловых песчаников; 6 - бары I (а) и II (б) типов

Ранее, при разработке методики составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт Н.А. Михайлова [3] в качестве примера использовала данные по Пунгинскому месторождению Березовского района, где также основным продуктивным пластом является пласт П. Были составлены карты изопакит верхнеюрских песчаников, числа пластов, относительного положения центров тяжести песчаных пластов, дисперсии песчаных пластов, а также карты вертикального размещения песчаных пластов. Последние совпадают с картами зон выклинивания трех литологических пачек, из которых состоит продуктивный пласт. Поэтому проводить трудоемкие работы по составлению карт вертикального размещения песчаных пластов нецелесообразно. Анализ карты числа песчаных пластов показывает, что увеличение их числа совпадает с внешним контуром газоносности. Анализ карты изопакит песчаников (изолит) подтверждает высказанный ранее [1] вывод о баровой природе ловушки. Для характеристики морфологии ловушки более наглядными являются профили в сочетании с картой изолит.

В качестве второго объекта исследования была выбрана часть неокомского разреза - новопортовская толща (берриас-валанжинготеривского возраста), перекрывающие и подстилающие ее глинистые отложения на Новопортовском месторождении.

Новопортовское месторождение газоконденсата и нефти приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-восточной части Южно-Ямального мегавала. Новопортовская толща содержит литологические залежи газоконденсата с нефтяной оторочкой в пластах НП₉₋₁₀, НП₈, НП₇, НП₅₋₆, НП₄, НП₂₋₃, НП₁. Данный район интересен с позиции изучения закономерностей распространения и выклинивания новопортовской толщи и ее аналогов в целях установления генезиса данной толщи и последующего выделения подобных объектов в качестве перспективных для поисков залежей неантиклинального типа.

Новопортовский район характеризуется активными тектоническими движениями в неоген-четвертичное время. Современная амплитуда этой структуры составляет 270 м. По кровле валанжинских отложений она увеличивается до 300 м. Это свидетельствует о том, что поверхность тюменской свиты на начало готеривского века представляла собой моноклинал или структурный нос. Новопортовская толща и ее аналоги вскрыты 25 скважинами. Литолого-фациальные и палеогеографические особенности мезозойских отложений Новопортовского района изучались Н.Х. Кулахметовым, М.В. Коржем, А.Ю. Ульмасвай, Т.Н. Процветаловой, Л.П. Колгиной, Т.А. Ястребовой и др. Результаты исследований использовались при построениях карт.

При сопоставлении разрезов новопортовской толщи некоторые исследователи в ее отложениях предполагали размыты. Прийти к однозначным выводам в этом вопросе оказалось трудно без дополнительного изучения, в результате чего было решено использовать метод построения корреляционных графиков, предложенных сотру-

никами СНИИГГиМСа [2]. Суть этого метода состоит в построении графика парных зависимостей абсолютных глубин залегания изучаемых стратиграфических поверхностей. Глубины их залегания функционально связаны при отсутствии нарушений. Возможные отклонения обуславливаются наличием размывов или разрывных нарушений. Данные с графика наносятся на карту, где путем интерполяции выделяются зоны с разными типами корреляционных зависимостей. Для построения графика были использованы абсолютные глубины залегания кровли сеяжинской пачки и подошвы новопортовской толщи. Построенный график зависимости абсолютных отметок подошвы новопортовской толщи и кровли сеяжинской пачки, а также схема расположения зон корреляции выявили две зоны с разной корреляционной зависимостью.

Первая зона (периферическая) охватывает разрезы северной периклинали, западного и восточного крыла структуры. Вторая зона (центральная) приурочена к сводовой части структуры и предположительно продолжается на южную периклинали структуры. Анализируя распределение этих зон в плане совместно со схемами сопоставления разрезов и литолого-фациальными картами, можно предположить, что в центральной зоне присутствует серия локальных размывов, прослеженная в ряде разрезов в основании продуктивных пластов НП 10,9,7 и др.

Для общей оценки объекта исследований, картирования зон выклинивания и фациального замещения были построены крупномасштабные карты — структурные, литолого-фациальные, числа пластов, изолит песчаников и др.

Анализ структурных карт по кровле и подошве новопортовской толщи позволяет говорить об относительно пологом погружении кровли и подошвы геологического тела в северо-северо-западном направлении, относительно более резком погружении подошвы толщи в юго-юго-восточном направлении. Литолого-фациальная карта, совмещенная с картой мощностей, позволила оценить увеличение мощности новопортовской толщи с северо-запада на юго-восток с 71 до 301 м, наметить границы выклинивания собственно новопортовской толщи и зону перехода в глинистые фации, а также зону выклинивания основной массы песчано-алевритовых пластов.

Анализ распределения песчаности толщи свидетельствует о смещении зоны с максимальной песчаностью к западу от оси структуры. В юго-восточном направлении наблюдается вначале плавное равномерное увеличение мощностей от 0 до 120-180 м, а затем резкое увеличение мощностей до 300 м на юго-восточном крыле структуры. Сопоставляя данные по палеотектонике, распределению типов фаций, мощностей и учитывая ранее [4] высказанные заключения о дельтовых условиях формирования данной толщи, можно предположить, что по линии резкого увеличения мощностей проходила бровка дельтового склона. Основная масса песчаного материала транспортировалась с юга палеореками и отлагалась в условиях авандельты.

Новопортовскую толщу перекрывают отложения сеяжинской пачки.

Она надежно изолирует пласты новопортовской толщи от продуктивных отложений таноцинской свиты. Мощность глинистой покрывки равномерно уменьшается с запада на восток от 170 до 40-45 м.

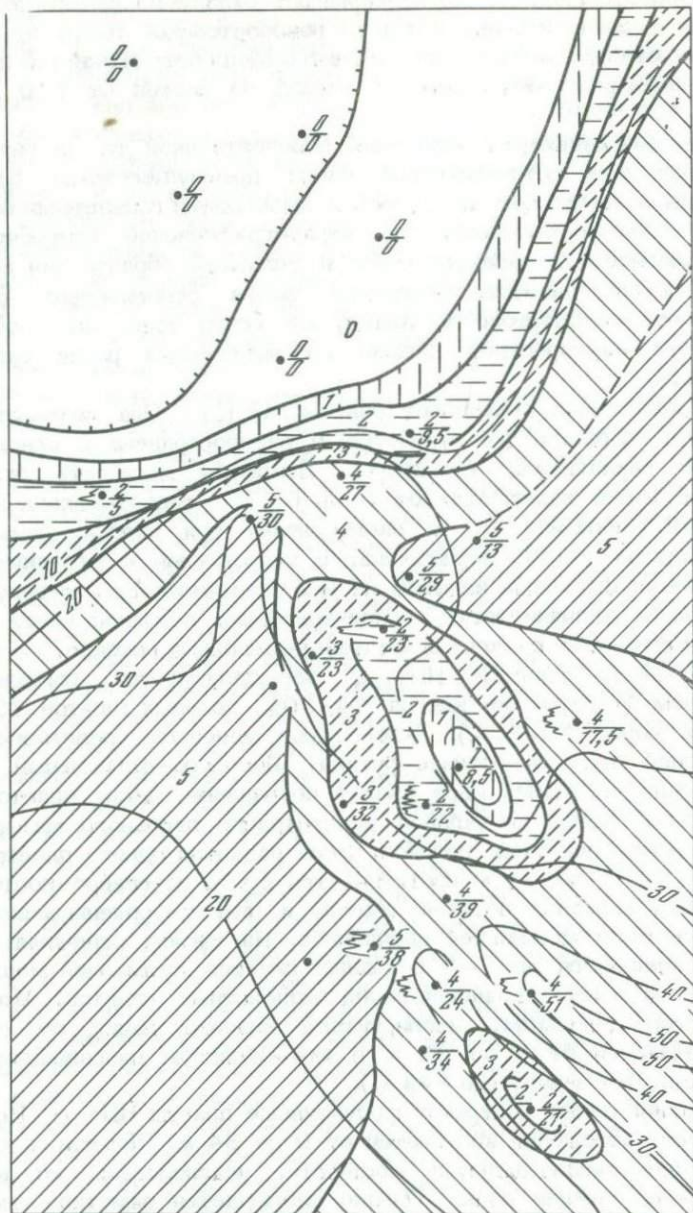
При сопоставлении отложений новопортовской толщи были прослежены три литологические пачки преимущественно песчаного состава, разделенные между собой локальными глинистыми покрывками. Они различаются по стратиграфической приуроченности, морфологической характеристике и условиям образования песчано-алевритовых пластов. Учитывая также относительно большую мощность новопортовской толщи, мы сочли более целесообразным провести картирование каждой из выделенных пачек самостоятельно.

Нижняя пачка объединяет пласты НП₁₁₋₈. Она занимает минимальную площадь на структуре и распространена в основном на южной периклинали структуры. Вскрытая мощность отложений нижней пачки изменяется от 0 до 68 м с северо-запада на юго-восток. Изопахита 30 м оконтуривает три потока, движущихся со стороны южной периклинали в направлении с юго-востока на северо-запад. Длина каждого из них увеличивается к северу. Максимальная песчанистость сконцентрирована в южной части структуры и совпадает с осевыми частями выделенных потоков.

Песчаники пластов НП₁₁₋₈ характеризуются полимиктовым составом (содержание кварца 24-30%, полевых шпатов 35%, обломков пород 30-35%). Акцессорные минералы представлены ассоциацией циркона-граната-рутила. Литолого-фациальный анализ отложений и анализ карт изолит песчаников, числа пластов подтверждает вывод о валовой концентрации песчаного материала в направлении движения потоков. Зона развития одного пласта мощностью от 3 до 21 м протягивается с юга на северо-восток, захватывая верховье потоков; именно к ним приурочены максимальные значения мощностей песчаников. На южном окончании структуры появляется до 7-8 песчаных пластов суммарной мощностью 50 м за счет разлинзовывания монолитных пластов. Мощность глинистой покрывки, изолирующей нижнюю пачку от средней, увеличивается от 8 до 35 м в юго-западном направлении, резко уменьшаясь к западу (до 6-2 м).

Средняя пачка содержит продуктивные пласты НП₇₋₄. Вскрытая мощность отложений колеблется от 0 до 84 м. Области, к которым приурочены максимальные мощности, унаследованы со времени накопления нижней пачки. Однако наблюдается заметное смещение осей потоков в северном направлении, что обусловлено постепенным увеличением площади подводного выноса. Между потоками начинают формироваться "водораздельные" участки.

Распределение литофаций позволяет говорить об унаследованном развитии процесса седиментации в данной области. Зона максимальной песчанистости протягивается в меридиональном направлении и



	1		2		3		4		5		6
	7		8		9		10		11		

приурочена к фронтальным частям потоков. Между ними и границей выклинивания резко уменьшается песчаность отложений. Это свидетельствует об уменьшении гидродинамической активности потоков, разносящих песчаный материал.

Изолиты максимальных мощностей песчаников (изолиты) средней пачки (40–60 м) повторяют форму потоков и еще более четко оконтуривают их. Песчаное тело, образованное южным потоком, имеет ступенчатую поверхность; бровка первой ступени проходит по изолиту 40 м, бровка второй ступени ограничивается изолитом 30 м.

Рассматривая конфигурацию кривых ПС для песчаных пластов средней пачки, следует отметить, что монолитные пласты, характеризующиеся I типом кривой, наблюдаются в своде структуры. Во всех остальных участках преобладают разлинзованные формы пластов, характеризующиеся II и III типами кривых (дельтовые и авандельтовые отложения). Баровые отложения отмечались лишь в районе южной периклинали структуры. Вещественный состав песчаников по сравнению с нижней пачкой изменяется очень незначительно – в пласте НП₇ увеличивается количество полевых шпатов до 40%.

Верхняя пачка содержит продуктивные пласты НП₃₋₁. Граница выклинивания занимает среднее положение по площади распространения между двумя нижними пачками (рис. 2). Распределение мощностей отложений верхней пачки существенно отличается от нижних пачек. Сохраняется постепенное увеличение мощностей с северо-запада на юго-восток. Четкие очертания сохраняет только северный поток. Средний поток сокращается по длине и приобретает довольно расплывчатые очертания. В своде структуры, сползая на западный склон, формируется выположенная площадка, ограниченная изопакитой 50 м.

Участки повышенной песчаности концентрируются в пределах этой выположенной, поверхности. Максимальные значения песчаности приурочены к южной границе этой площадки. В целом относительная песчаность верхней пачки значительно ниже средней. Анализируя валовое распределение песчаного материала в разрезе верхней пачки по карте изолит, выделяем широкую полосу развития песчаников, ограниченную изолитом 30 м, протягивающуюся в юго-вос-

Р и с. 2. Схема числа пластов и изолит песчаников верхней пачки новопортовской толщи Новопортовского месторождения

1 – район, где отложения не содержат пласты песчаников, районы, где отложения содержат пласты песчаников: 2 – 1 пласт, 3 – 2 пласта, 4 – 3 пласта, 5 – 4 пласта, 6 – 5 пластов; 7 – изолиты песчаников; 8 – электрокаротажная характеристика пласта в масштабе 1:2000; 9 – разрез по скважине; 10 – число пластов (числитель) и мощность песчаников (в м) (знаменатель); 11 – граница выклинивания новопортовской толщи

точном направлении. Эта зона характеризуется довольно однородной расчлененностью разреза — в ней развито в среднем четыре-пять песчаных пластов. Обособленный участок выделяется к северо-востоку от описанной полосы. На незначительной территории песчаные отложения резко выклиниваются и число песчаных пластов уменьшается до одного. Песчаники по составу полимиктовые, в них резко увеличивается (до 45%) содержание обломков пород, уменьшается (до 15%) количество полевых шпатов. Ассоциация акцессорных минералов представлена цирконом, гранатом, апатитом, рутилом, турмалином. Это указывает на изменение фациальных условий осадконакопления верхней пачки, которая формировалась в условиях мелководного морского бассейна, в отличие от условий авандельты, при изменившемся источнике сноса обломочного материала.

Таким образом, построенные карты и их совместное рассмотрение позволяют сделать вывод о генетической природе каждой пачки новопортовской толщи и предложить дальнейшее направление поисково-разведочных работ. Как показали предварительные исследования новопортовской толщи на Арктической, Мало-Ямальской и Средне-Ямальской площадях, условия ее формирования аналогичны условиям верхней пачки Новопортовского месторождения при источнике сноса обломочного материала с Щучьинского выступа. Закономерности распределения песчаных продуктивных отложений средней и нижней пачек новопортовской толщи позволяют рекомендовать расширение поисков неантиклинальных ловушек, связанных с дельтовым комплексом в новопортовской толще и в ее аналогах в направлении к Харвутинской, Северо-Ныдинской и Медвежьей структурам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зонн М.С. Палеогеографические условия формирования юрских отложений Приуральской части Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1975.
2. Микуленко К.И., Аксиненко Н.И., Соколова Н.П. Графоаналитические способы выделения поверхностей несогласия по данным бурения. — Труды ВНИГНИ, 1975, вып. 170.
3. Михайлова Н.А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных карт. М.: Наука, 1973.
4. Ястребова Т.А., Ровнина Л.В. К вопросу литолого-стратиграфического расчленения юрских отложений района Нового Порта. — В кн.: Биостратиграфия мезозойских отложений нефтегазоносных областей СССР. М.: ИГиРГИ, 1972.
5. Carrigy M.A. Deltaic Sedimentation in Atabasca Bar Sands. — Bull. AAPG, 1971, vol. 55, N 8.
6. Visher G.S. How to Distinguish Barrier Bar and Channel Sands. — World Oil, 1969, vol. 168, N 6.
7. Visher G.S., Saitta S.B., Phares P.S. Pennsylvanian Delta Patterns and Petroleum Occurrences in Eastern Oklahoma. — Bull. AAPG, 1971, vol. 55, N 8.

Г. Н. КОМАРДИНКИНА

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ
И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ
ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА
В КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ТОЛЩАХ

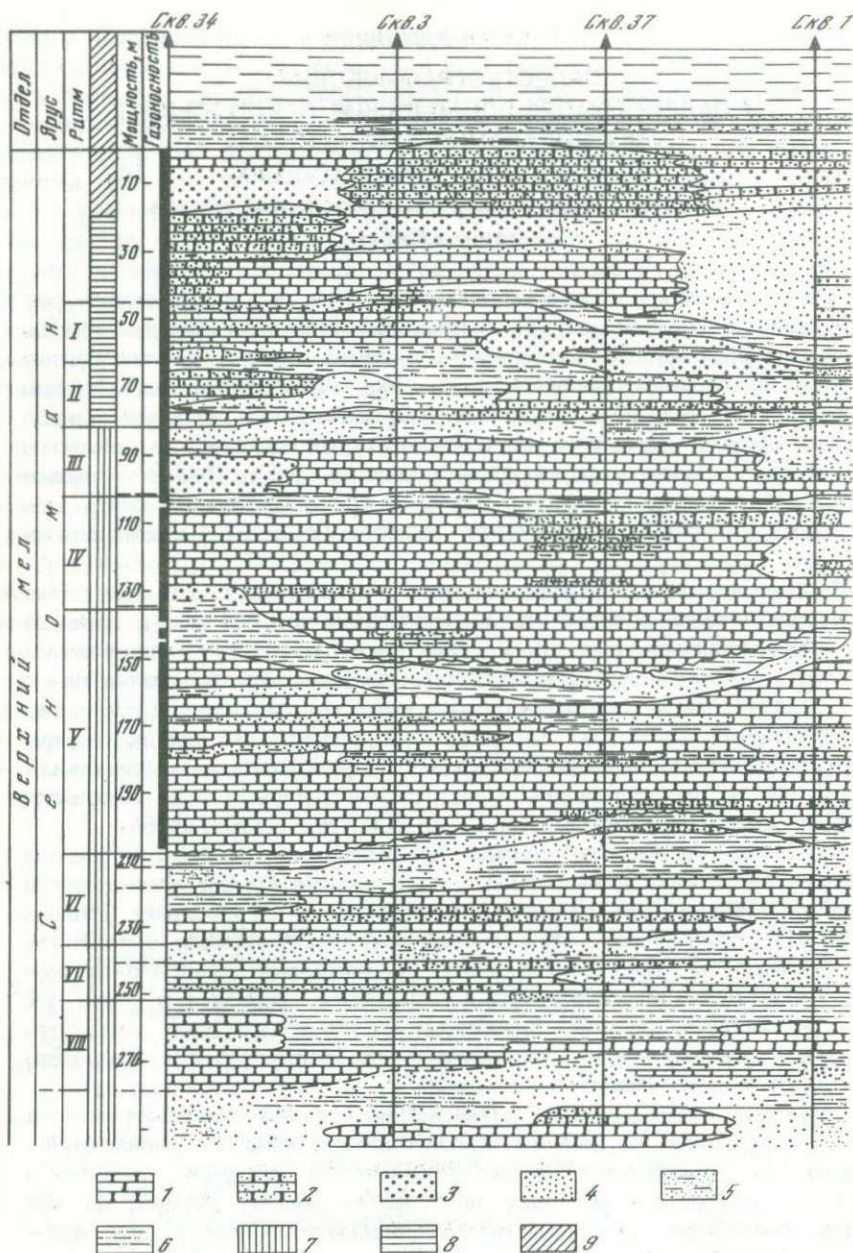
(на примере верхнемеловых отложений севера
Западной Сибири)

Как известно, основные месторождения газа сосредоточены в северных, наиболее погруженных частях Западно-Сибирской плиты. В настоящей статье излагаются результаты изучения строения, палеогеографических и палеотектонических особенностей размещения продуктивной толщи и глинистых покровов, что является важной частью общего комплекса исследований, направленных на выявление закономерностей формирования залежей газа. Вместе с тем в последние годы все большее значение при исследовании континентальных отложений приобретает палеогеоморфологический анализ [1, 4].

Наряду с палеогеографическими и тектоническими условиями непосредственное влияние на формирование коллекторов и залежей газа в континентальные эпохи оказывали палеогеоморфологические условия — погребенные формы древних ландшафтов. При реконструкции палеорельефа нами восстанавливался первичный характер напластования пород — системы субпараллельных слоев, внутри которых заключен погребенный рельеф. Прибрежно-континентальная толща пород "подвешивалась" между двумя выдержанными реперными горизонтами — морскими глинами турона и отложениями альба.

На серии палеогеологических профилей, построенных с учетом отмеченной методики, выделены положительные формы эрозионного и аккумулятивного палеорельефа, свойственные погребенным речным долинам и их дельтам. Это, в свою очередь, позволило проследить закономерности пространственного размещения алеврито-песчаных коллекторов аллювиального и дельтового генезиса и среди них зон эрозионных врезов, в которых резко возрастает мощность русловых песчаников и улучшаются их коллекторские свойства, что имеет важное практическое значение.

Строение сеноманской продуктивной толщи рассмотрено на примере детально изученного месторождения газа и проиллюстрировано на поперечном палеогеологическом профиле (рисунок). Здесь в изученных разрезах выделяются восемь ритмов, из них шесть приходятся на отложения аллювиального генезиса, два верхних характеризуют прибрежный комплекс осадков. Нижним трем ритмам свойственны сложные соотношения песчаной и глинистой частей, линзовидное залегание пород и замещение по простиранию песчано-алевритовых пород глинистыми. Песчаники составляют 8-10 м, глины 6-12 м. Вверх по разрезу мощность алеврито-песчаных отложений возрастает.



Поперечный палеогеологический профиль продуктивной толщи сеномана южной части Заполярного поднятия

1 — песчаники; 2 — алевролиты крупнозернистые; 3 — алевриты крупно- и разнозернистые; 4 — алевролиты мелкозернистые; 5 —

Мощные ритмы осадконакопления (V, IV) прослеживаются в верхней половине аллювиальной толщи. Они характеризуются асимметрией строения за счет резкого увеличения (до 42–50 м) мощности русловых песчаников в их регрессивных частях по сравнению с ниже- и вышележащими образованиями. Отложения этих ритмов залегают с эрозионным врезом на глинах предыдущего ритма. Перекрывающие глинистые породы составляют 5–15 м. Они частично размыты и по сравнению с Уренгоем в еще большей степени расслоены линзами алевритов и песков.

В III ритме мощность песчаников вновь уменьшается до 15 м; в западном и восточном направлениях (соответственно скв. 34 и 1) песчаники замещаются рыхлыми, разно- и крупнозернистыми алевритами. Кровельная часть ритма слагается линзовидными пропластками алевритовых глин, алевритов и песков.

Аллювиальные отложения перекрываются переходным прибрежным комплексом осадков. На геологическом профиле эти осадки представлены верхней 60-метровой толщей алеврито-песчаных пород с нечетко выраженной усложненной ритмичностью и в отличие от аллювиальных отложений имеют линзовидный характер залегания. Среди них по комплексу литологических признаков, текстурно-структурным особенностям пород и положению в разрезе выделяются фаши прибрежных частей заливов и лагун, сочетающиеся с различными формами прибрежных аккумулятивных образований и выносами дельты.

Фашиальные аналоги ритмично построенных аллювиальных отложений широко распространены и на территориях Уренгойского, Медвежьего, Губкинского поднятий севера Западной Сибири [2]. Здесь в сеноманский век происходило прогибание дна бассейна седиментации, которое компенсировалось накоплением мощной терригенной толщи осадков в условиях аллювиально-аккумулятивной равнины. Площади максимального распространения алеврито-песчаных отложений были приурочены к палеодолинам, располагавшимся в Надым-Пурской и Пур-Тазовской областях. Зоны активного водотока прослеживаются в виде рукавообразных, вытянутых субмеридиональных полос; их песчанность составляет 50–70% от мощности разрезов. В краевых частях палеодолин и на водоразделах возрастает роль алевритовых и алеврито-глинистых отложений пойменно-озерного генезиса. На повышенных водоразделах существовали палеоландшафты свободно меандрирующих небольших палеорек с более спокойной гидродинамикой, впадающих в озерные водоемы.

На рубеже континентального и морского осадконакопления территория севера Западной Сибири превращается в область широ-

Окончание подписи к рисунку.

алевролиты глинистые; 6 – глины алевритовые; отложения: 7 – аллювиальные (озерно-аллювиальные), 8 – прибрежные (аллювиально-дельтовые), 9 – прибрежно-морские

кого распространения устьевых дельтовых частей палеорек. Формируется прибрежно-дельтовый комплекс осадков, связанный с дроблением палеопотоков в зоне аккумуляции, что может служить основанием для поисков зон-коллекторов в аккумулятивных, литологически не выдержанных выклинивающихся песчаных образованиях.

Формирование структур севера Западно-Сибирской плиты тесно связано с накоплением и развитием в поздне меловое время мощных толщ глинистых пород-покрышек. Глинистые осадки начиная с туронского времени накапливались в условиях обширного шельфового бассейна. Закономерности строения и размещения глинистых отложений на протяжении всего поздне мелового времени контролировались фаціальными условиями седиментации в определенных палеотектонических зонах. Как будет показано ниже, фаціальные условия в сочетании с палеотектоническими создавали благоприятные предпосылки для образования глинистой покрышки как геологического тела, обладающего определенными свойствами и параметрами, которые впоследствии не претерпевали существенных изменений. Это относится к количеству песчано-алевритового материала в глинах, пространственному распространению и мощности глинистой покрышки, т.е. тем показателям, которые играют важную роль в формировании залежей углеводородов.

Территория севера Западной Сибири в описываемую эпоху представляла собой огромную, резко расчлененную синеклизу, осложненную депрессиями, валами и куполовидными поднятиями. Развитие структур происходило здесь по плану, унаследованному от предшествующего, апт-альб-сеноманского времени [5 и др.]. На фоне общего опускания положительные формы продолжали свой рост, тогда как в других областях низменности имело место затухание конседиментационной складчатости.

По совокупности литолого-фаціальных признаков и особенностям колебательных движений в процессе осадконакопления выделяются три крупные области: Тазовская, Надым-Пурская и Надымская, охватывающая Надымскую впадину и северный склон Сургутского свода [3]. В туронский век Тазовская область, как и прилегающая к ней восточная, Приенисейская часть низменности, являлась наиболее мелководной, а в отдельные этапы - прибрежно-морской зоной шельфа, в которой накапливались алевритовые и глинистые осадки гидрослюдисто-монтмориллонитового состава с повышенным количеством каолинита, обогащенные песчано-алевритовым материалом (10-30%). Увеличение общего фона песчаности обусловлено близостью источников сноса. В начальные этапы трансгрессии оно контролировалось ростом локальных структур.

С кратковременным обмелением моря в верхнетурон-коньякское время связано накопление на юго-востоке и востоке (Тазовско-Часельский, Среднемессояхский валы) алевритов газсалинской пачки. Западной границей их распространения являются, по-видимому, склон Колтогорско-Пурского мегапрогиба.

Обширные пространства Надым–Пурской области представляли собой относительно глубоководную часть шельфа, протягивающуюся далеко на север – на территорию Ямала и Гыданской зоны поднятий. Эта область отличалась от Тазовской более контрастным палеорельефом и накоплением монотонных однородных глинистых осадков, содержащих мелкообломочный материал в количестве не более 10%. Облик осадков определяется глинистым материалом, который поступал с Восточно–Сибирского обрамления, где размывались глубокие монтмориллонитовые горизонты в корях выветривания пермо–триасовых траппов. Надымская область характеризуется сглаженным палеорельефом и полным заглушением осложняющих ее структур не только в эпоху накопления туронских глинистых осадков, но и во все последующее верхнемеловое время.

Начавшаяся в туронское время трансгрессия продолжала нарастать в коньяк–сантонское и кампанское время. Большая часть территории севера представляла собой относительно глубоководный шельф, заполненный глинистыми и кремнисто–глинистыми осадками, среди которых глинисто–алевритовые породы не превышали 10%. В структурном отношении Тазовская и Надым–Пурская области развиваются дифференцированно, отличаясь различным характером колебательных движений, мощностями и литолого–фациальными особенностями накапливающихся осадков. Тазовская область в результате опускания приобретает форму глубокого асимметричного прогиба с более крутым западным бортом и пологим восточным. Прогиб состоит из системы более мелких депрессий и разделяющих их поднятий. В фациальном отношении запад области являлся краевой частью глубоководного шельфового бассейна. Увеличение коэффициента песчаности до 10–30% по сравнению с фоновым (0–10%) отмечается на воздымающихся поднятиях, что было связано с их морфологической выраженностью.

Прилегающая с запада Надым–Пурская область имела характер приподнятого блока, в котором обособляются крупные поднятия: Ямбургское, Медвежье, Губкинское и др. На фоне накапливающихся тонкодисперсных глинистых осадков своды и присводовые участки структур являлись уловителями более крупнозернистого обломочного материала, наиболее чистые глинистые осадки были приурочены к центральным районам Уренгойской группы поднятий. В составе глин преобладает монтмориллонит, в качестве небольшой примеси присутствует гидрослюда.

В Приенисейской части низменности и Усть–Енисейском районе происходит фациальное замещение глинистых пород песчано–алевритовыми, содержащими гальку аргиллитов и траппов и накопившимися в зоне прибрежного мелководья. Максимальные мощности коньяк–сантонских и кампанских отложений (450–500 м) наблюдаются в Тазовском и Усть–Енисейском районах, уменьшаясь в Надым–Пурском районе и на территории Ямала до 280–320 м.

В кампанский век усиливается общее прогибание восточных районов севера Западно–Сибирской плиты. Опускание, сопровождавшееся

ся некоторым омоложением рельефа в прилегающих восточных и юго-восточных областях источников сноса, более отчетливо проявилось в верхнем кампане. С этого времени прекращается накопление чистых глинистых и кремнисто-глинистых пород, уступая место образованию мелко- и крупнозернистых глинистых алевролитов и алевроитовых глин с прослоями известняков. На севере Тазовского района и в пределах Ямало-Гыданской зоны поднятий содержание алевролитов и алевроитовых глин достигает 30-35% от мощности разрезов. Состав глин изменяется до каолинит-гидрослюдистых, в которых монтмориллонит имеет подчиненное значение. Только в районах Надым-Пурской области продолжали накапливаться относительно чистые глинистые породы с небольшим количеством алевроито-глинистых прослоев.

В маастрихт-датское время в Тазовской области произошло резкое замедление темпа опускания, которое, вероятно, в датском веке сменилось активным поднятием и частичным размывом осадков. Мелкие поднятия объединяются в более крупные (Тазовско-Часельский мегавал), уменьшаются размеры и глубина впадин. Мощности отложений изменяются в узком пределе - от 80 до 140 м. В этих условиях широкое распространение получили глинисто-алевроитовые и алевроитовые осадки с редкими прослоями карбонатных пород, приуроченные к сводовым участкам и склонам крупных поднятий. В пределах Ямбургской, Олекуминской, Семанковской площадей содержание прослоев алевролитов увеличивается до 20-38%. Аналогичный состав сохраняется в неисследованных районах Крайнего Севера.

Надым-Пурская область в это время претерпевает активизацию тектонических движений, в результате которых возросли амплитуды как поднятий, так и разделяющих их впадин. Мощности отложений на сводах составляют 220-240 м, во впадинах - 280-300 м. Изменяется состав глинистых минералов. Преобладающим компонентом является гидрослюда. В меньших количествах присутствуют хлорит, смешаннослойные минералы и спорадически - монтмориллонит, что было обусловлено меньшей глубиной процессов выветривания источников сноса, которые не достигли монтмориллонитовой стадии в связи с возросшим перепадом глубин, а заканчивались образованием гидрослюдистых минералов.

Таким образом, на протяжении турона-коньяка, сантона и нижнего кампана на севере накапливались относительно чистые глинистые и кремнисто-глинистые осадки, которые сформировали мощные глинистые покрывки высокого класса. Начиная с верхнего кампана во всей восточной Тазовской области в составе глинистого вещества увеличивается содержание обломочной примеси, наибольшего значения оно достигает в маастрихт-датское время.

В региональном плане возрастание мощности и однородности глинистых толщ на протяжении всего верхнего мела происходит с востока и запада, от обрамления низменности к центральным рай-

онам севера, от прибрежной части в сторону глубокого шельфа, при сохранении сравнительно близкого гидрослюдисто-монтмориллонитового состава. В этом же направлении увеличивается степень заполнения ловушек газом, и в Надым-Пурской области они контролируются уже не локальными структурами, а поднятиями второго порядка. Из изложенного можно заключить, что направление в изменении мощности покрывок и их неоднородности может служить поисковым признаком в новых районах под уже известными покрывками.

Изучение литолого-палеогеографических особенностей резервуаров и покрывок позволяет сделать некоторые выводы об условиях формирования ловушек газа.

По всем отложениям верхнего мела достаточно четко прослеживается структурно-фациальная зональность. Каждая из трех выделенных областей отличается особенностями колебательных движений и фациальными комплексами пород. Тазовская и Надым-Пурская области в отличие от Надымской впадины и прилегающей территории северного склона Сургутского свода характеризуется высокой подвижностью дна седиментационного бассейна, обусловившей контрастность на разных этапах формирования структур. Границы между названными зонами сохраняют постоянство в течение длительного времени, что указывает на их связь с глубинными разломами. При этом два смежных блока - Тазовский и Надым-Пурский - меняют знак движения по отношению друг к другу дважды: в позднеурон-кампанское время был опущен Тазовский блок, в маастрихт-датское - Надым-Пурский.

Все структуры, с которыми связаны залежи газа, испытали многофазный длительный рост; его ускорение приходится на начало трансгрессий или регрессий, т.е. при резкой смене знака движения крупных блоков.

Исходя из генетических и геоморфологических особенностей алеврито-песчаных образований сеномана, можно предположить, что в формировании ловушек газа большая роль принадлежит литологическому фактору, обусловившему накопление алеврито-песчаных коллекторов рукавообразной, шнурковой, линзовидной формы, имеющих русловое, дельтовое, прибрежно-бассейновое происхождение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовский И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1969.
2. Комардинкина Г.Н. Аллювиально-дельтовые образования сеномана севера Западно-Сибирской плиты и их газоносность. - В кн.: Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1978.
3. Комардинкина Г.Н., Рудкевич М.Я., Саркисян С.Г. О формировании газовых залежей (на примере месторождений севера Тю-

- менской области). - Экспресс-информация. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1972, № 13.
4. Максимов С.П., Проничева М.В., Эвентов Я.С. Задачи, методика и значение палеогеоморфологических исследований при нефтегазописковых работах. - Труды ВНИГНИ, 1975, вып. 170.
 5. Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1970, вып. 28.

С. В. КУЗНЕЦОВ, В. Ф. МАЗАНОВ, А. М. КРАСОВСКИЙ
РОЛЬ ЦИКЛИЧНОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ
В ПРОГНОЗИРОВАНИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН
ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ВЫКЛИНИВАНИЯ
И СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО НЕСОГЛАСИЯ

Проблема поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа является одной из актуальных и в то же время наиболее сложных проблем нефтяной геологии. Это объясняется в первую очередь многообразием форм ловушек, выявление которых требует знания не только среды, но и конкретных причин их образования. Еще в 40-е годы И.М. Губкин [1], подводя итоги работ по открытию залежей нефти и газа, не связанных со сводовой частью локальных поднятий ("антиклинальная теория"), отмечал важность глубокого изучения стратиграфических соотношений и палеогеографической обстановки формирования продуктивных толщ при их поисках.

Решение этих вопросов тесно связано с выяснением цикличности осадконакопления в том или ином регионе. Под цикличностью, или ритмичностью, осадконакопления большинство исследователей в настоящее время понимают закономерное повторение в разрезе перерывов в седиментации и определенных (чаще всего подобных, сходных) комплексов осадочных пород, выделяемых по какому-то одному или нескольким признакам (литологическому, гранулометрическому, фациальному и т.д.). Типы ритмов и циклов, несогласий в напластованиях и их латеральные изменения, согласно работе П. Даффа, А. Халлама, Э. Уолтона [2], в основном являются функцией обстановки осадконакопления, т.е. существует большое многообразие причин, вызывающих ритмичность в осадконакоплении и условия ее проявления.

При решении задач по поискам литологических и стратиграфических залежей принципиальное значение имеет ритмичность, обусловленная чередованием трансгрессий и регрессий. Следствием последних является фациальный облик частей ритма. При этом необходимо учитывать, что при более или менее постоянном положении береговой линии периодически изменяется характер осадочного материала, выносимого из области сноса.

В любой ритмично построенной толще могут быть выделены циклы различного масштаба. При этом очевидно, что целесообразно пользоваться циклами низшего порядка, охватывающими небольшой интервал разреза, а внутри последнего — пачки, пласты.

Каждый седиментационный цикл, независимо от его масштаба, состоит из двух крупных частей — трансгрессивной и регрессивной. В составе трансгрессивной части цикла следует выделять три этапа (снизу вверх): ингрессивный, трансгрессивный, стабильный.

В начале цикла море наступает на сушу, при этом оно не покрывает всю территорию, а заливает только низменные ее участки: устьевые части речных долин и другие понижения. Наиболее грубые осадки (вплоть до конгломератов и брекчий) слагают породы, соответствующие этому этапу цикла. Выше по разрезу, соответствующему второму и третьему этапам цикла, наблюдаются более тонкие осадки, в отдельных случаях появляются карбонаты; прослои глин увеличиваются по мощности. В этот период устанавливается относительно стабильный режим и море достигает наибольшего распространения. Осадки, накапливающиеся на этих двух этапах, имеют в основном глинистый характер, хотя встречаются и прослои карбонатных пород.

Далее вверх по разрезу, охватывающему регрессивную часть седиментационного цикла, начинают появляться кластические осадки (вплоть до грубообломочных), что связано с отступанием моря в результате поднятия земной коры под воздействием тектонических процессов и эвстатических колебаний.

Так как при поиске литологических и стратиграфических (в базальных слоях) залежей важное место занимает изучение закономерностей изменения литологического состава пород по простиранию, то большую роль играет выделение в мелких частях циклов литологически изменчивых пород (или неоднородных по строению) и анализ генетической природы песчаных тел. В значительной степени это достигается при выяснении латеральной миграции фациальных зон, т.е. при восстановлении палеогеографической обстановки накопления осадков, другими словами — созданием модели седиментационного бассейна.

Прослеживание в плане этапов, или мегациклов, как следует из изложенного, является весьма важной задачей при решении проблемы поисков литолого-стратиграфических ловушек. Основное связано с тем, что разрез каждого цикла независимо от его масштаба, как и четкость разграничивающих их перерывов, закономерно изменяется по мере удаления от области сноса. Такое положение Л.Б. Рухин [3] связывает с тем, что пульсационные колебательные движения могут выводить выше уровня денудации лишь те участки земной коры, которые не находятся в зоне сильного погружения и поэтому расположены в сравнительной близости от области сноса. В области более сильного погружения пульсационные колебатель-

ные движения уже не могут вывести затрагиваемые ими районы в зону размыва и, следовательно, вызывать перерыв в осадкообразовании. Поэтому каждая поверхность размыва, отчетливая вблизи области сноса, по мере удаления от нее становится постепенно менее ясной и может исчезнуть совсем. В этом случае цикличность строения осадочных толщ будет намечаться только сменой определенных комплексов слоев без подразделения их размывами на резко обособленные циклы. Однако в зоне глубокого погружения перерывы иногда фиксируются. Так, в случае рецессивного характера напластований без существенных угловых несогласий могут контактировать осадки разных фациальных зон.

По мере удаления от области сноса постепенно изменяется и фациальный облик одного и того же этапа цикла. Поэтому одноименные этапы цикла в разных районах в зависимости от структуры бассейна различаются не только по мощностям, но и по литологическому составу.

По фациальному признаку все морские отложения (а с ними в большинстве случаев приходится иметь дело при поисках литологических и стратиграфических ловушек) могут быть подразделены на прибрежные, мелководные, умеренно глубоководные, глубоководные, весьма глубоководные. Каждой из выделенных фациальных обстановок отвечает свой набор микрофаций, контролирующих состав осадков и их распространение. Следовательно, корреляция одновозрастных частей цикла (одноименных этапов) должна базироваться на знании или предвидении латерального изменения не только фаций, но и микрофаций. Выяснение фациальных изменений в пространстве того или иного по масштабу отрезка цикла значительно облегчается, если имеется возможность строгой привязки к шкале геологического времени. Но так как в большинстве случаев палеонтологических остатков явно недостаточно, то здесь существенную помощь может оказать детальная корреляция геолого-геофизических разрезов скважин с тщательной привязкой керна к материалу. Такой подход позволяет выяснить эвстатические изменения уровня моря и отделить их от локальных эпейрогенических и седиментационных факторов, контролировавших циклическое осадконакопление.

Особенное внимание в процессе изучения цикличности осадконакопления должно уделяться микрофациям, так как именно они определяют условия и место формирования литолого-стратиграфических ловушек. Действительно, ни одна палеодельта или авандельта не представляют собой целиком ловушку; только какая-то часть их обладает этим качеством.

Поэтому выделение микрофаций дельт, авандельт указывает на то, что имеются положительные условия среды осадконакопления для образования ловушек в зонах русел, межрусловых валов, склонах конседиментационных локальных структур и т.д.

Наиболее благоприятные условия для формирования стратиграфических ловушек (под поверхностью несогласия), исходя из теории

цикличности, существуют в зоне контактирования пород ингрессивного, трансгрессивного (начальный период), регрессивного этапов одного цикла с трансгрессивным и стабильным этапами другого цикла. Однако трудно предположить, что такие взаимоотношения возможны в природе. Скорее всего, в зонах несогласного контактирования песчано-алевритовых пород, с одной стороны, и глинистых — с другой мы имеем дело с "отклонением" от теории механической дифференциации обломочного материала (как в плане, так и по разрезу). Основную роль в таких случаях играют темп развития трансгрессии, источники сноса и прежде всего их литологический состав и степень их денудированности.

Разрушение глинистых сланцев, аргиллитов, мергелей и отдельных видов известняков, особенно не подверженных значительному метаморфизму, приведет к накоплению даже на ингрессивном этапе значительных по мощности глинистых пород. Коллекторы терригенного типа (песчаники, алевролиты, конгломераты и др.), как правило, оказываются приуроченными к ингрессивному этапу, частично к началу трансгрессивного этапа и к регрессивной фазе цикла.

Как показывает анализ неструктурных ловушек, установленных в различных геологических условиях, наибольшее многообразие их форм (террасы, пляжи, береговые валы и т.д.) возникает на первых двух этапах. На регрессивном отрезке цикла в основном формируются ловушки, связанные с эрозионными врезами (русло-видные). Литологические ловушки (бары, заливы в краевых зонах развития песчаников, отложенных турбидитами и др.), как правило, связаны с трансгрессивным, стабильным и отчасти с регрессивным (в центральных частях бассейна) этапами цикла. В это же время образуются и нефтегазоводоупоры.

Таким образом, детальное изучение цикличности осадконакопления позволяет более уверенно прогнозировать развитие региональных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия, а следовательно, более эффективно проводить поиски связанных с ними залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Г у б к и н И.М. Учение о нефти. М.; Л.: ОНТИ, 1932.
2. Д а ф ф П., Х а л л а м А., У о л т о н Э. Цикличность осадконакопления. М.: Мир, 1971.
3. Р у х и н Л.Б. Основы литологии. Л.; М.: Гостоптехиздат, 1953.

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БИОГЕРМНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
(на примере карбонатных отложений нижнего триаса
Восточного Предкавказья)**

Одним из основных резервов прироста запасов нефти и газа на территории Предкавказской провинции могут быть глубокопогруженные пермо-триасовые образования. Перспективность их подтверждается открытием промышленной и непромышленной нефти и газоконденсата в карбонатных и терригенно-карбонатных отложениях триаса Восточного Предкавказья на ряде площадей (Величаевской, Восточно-Безводненской, Восточно-Сухокумской, Урожайненской, Правобережно-Зимнеставкинской, Совхозной, Русский Хутор Северный, Южно-Буйнакской, Кумухской).

Рассматриваемый комплекс залегает в основании осадочного чехла на глубинах 3500–4000 м и более. Известные в настоящее время мощности этих отложений колеблются от нескольких метров до 1000 м. Отложения верхней перми и триаса на территории Восточного Предкавказья представляют единый крупный этап осадконакопления, включающий континентальные терригенные грубообломочные образования куманской свиты, морские трансгрессивные карбонатно-терригенные – верхней части куманской свиты, карбонатные – нефтекумской свиты и култайской подсвиты, морские регрессивные терригенно-карбонатные, карбонатно-терригенные, терригенные и вулканогенно-осадочные образования демьяновской подсвиты, кизлярской, закумской и ногайской свит.

Как следует из вышеизложенного, триас сложен преимущественно карбонатными образованиями, генетическая природа которых до сих пор остается не совсем ясной и различными исследователями трактуется по-разному. В этом отношении большое значение имеет предположение [2, 9, 11 и др.] о наличии в нижнетриасовом карбонатном комплексе данного региона органогенных построек. Повышенный интерес к ним вызван тем, что во многих нефтегазоносных районах мира с ними связаны высокопродуктивные залежи углеводородов. Причем количество месторождений нефти и газа, приуроченных к органогенным образованиям, растет с каждым годом. Как известно, высокая продуктивность органогенных отложений определяется наличием в них резервуаров с высокими коллекторскими свойствами, ловушек, часто возникающих уже в период формирования рифового комплекса, надежной крышки и высокобитуминозных отложений, являющихся нефтегазопроизводящими.

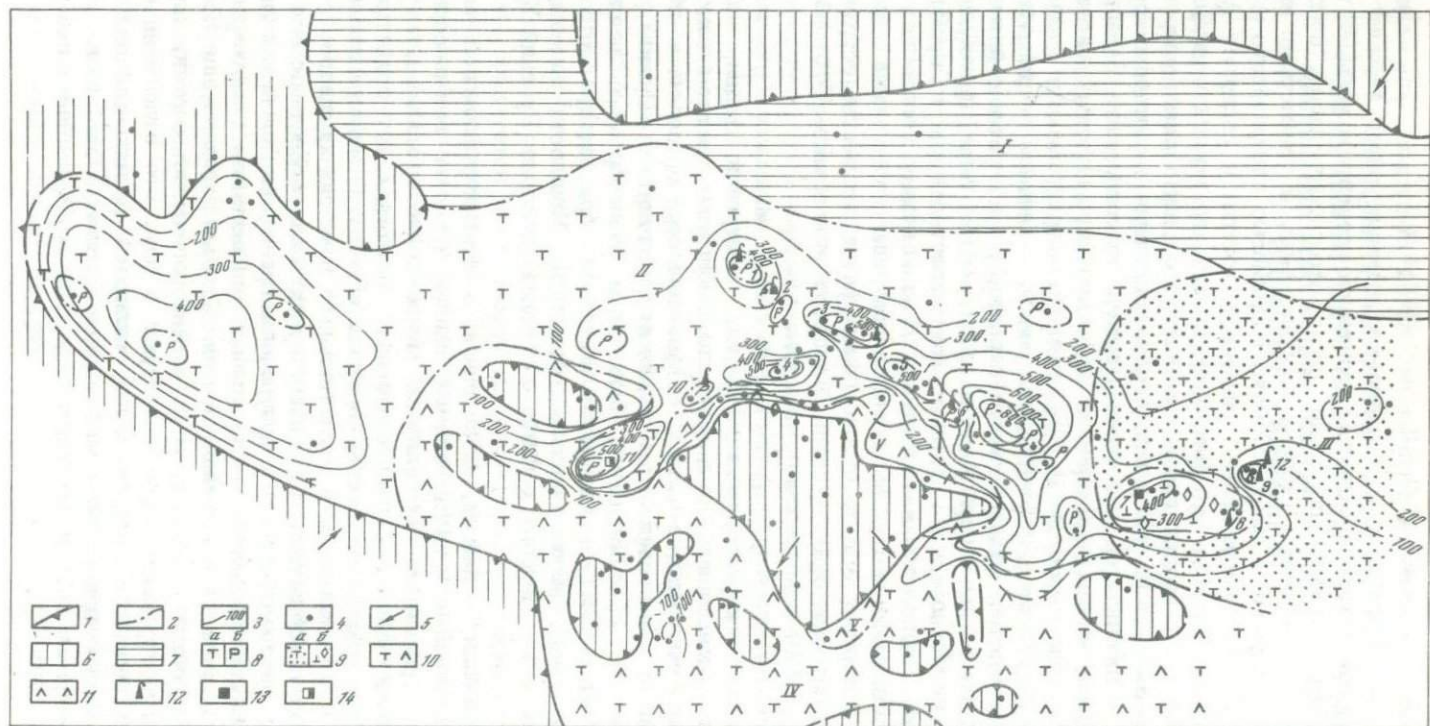
Анализ геолого-геофизических материалов по литолого-фаціальным особенностям карбонатных пород мезозоя Восточного Предкавказья свидетельствует о том, что наибольший интерес с точки зрения возможной органогенной природы представляют кар-

богатые отложения нефтекумской свиты. Последние подстигаются пачкой пестроцветных карбонатно-терригенных пород верхней части разреза куманской свиты, сложенной переслаивающимися песчано-алевролитовыми породами, плохо отсортированными, ожелезненными, в различной степени карбонатными, и глинистыми известняками серыми и темно-серыми, с примесью алевритового материала. Породы несут следы размывов, смятия и содержат фауну пелеципод, остракод, фораминифер и т.д., но комплекс обедненный. Мощность пород пачки изменяется от нескольких метров до 250 м. Исходя из этапности осадконакопления и литолого-фациальных особенностей, логичнее считать эти отложения базальным горизонтом начала трансгрессии нефтекумского морского бассейна.

Карбонатно-терригенные образования перекрываются мощной толщей карбонатов нефтекумской свиты. В нижней части разреза она повсеместно сложена темно-серыми, реже серыми с кремоватым оттенком горизонтально- и полого-волнистыми, преимущественно пелитоморфными глинистыми известняками, с прослоями мергелей, доломитовых известняков, известковых доломитов, известняковых брекчий, органогенно-обломочных известняков и аргиллитов. В породах встречаются обломки фауны пелеципод, остракоды, иглокожие, остатки водорослей. Мощность отложений - 140-200 м, иногда до 270 м (Затеречная площадь, скв. 1).

Выше по разрезу нефтекумской свиты залегают карбонатные образования, характеризующиеся как пестротой фаций, так и резкими изменениями мощностей на небольших расстояниях. Они представлены хемогенными, органогенными, органогенно-обломочными и обломочными известняками и доломитами. В этой части разреза свиты наблюдается богатый и разнообразный комплекс фауны фораминифер, пелеципод, остракод, брахиопод, гастропод, обломки ежей, строматолитов, водорослей. Мощности изменяются от нескольких метров до 550 м и более (площадь Русский Хутор Центральный).

Култайская подсвита, выделенная в стратиграфической схеме [12] в составе молодежнинской свиты, сложена темно-серыми, серыми, красновато-коричневыми микро-тонкозернистыми, сгустково-комковатыми, мелкодетритовыми известняками, известняковыми брекчиями. Все породы содержат обломки биогермных известняков и доломитов, а в известняковых брекчиях последние среди обломков преобладают. Отложения култайской подсвиты имеют локальное распространение и приурочены преимущественно к крайним зонам развития органогенных известняков нефтекумской свиты и лишь в единичных случаях перекрывают последние (Затеречная площадь, скв. 1, и др.). Литологический состав, характер распространения свидетельствуют о том, что отложения култайской подсвиты, скорее всего, являются фациальным аналогом органогенных известняков нефтекумской свиты. Мощность пород колеблется от нескольких метров до 300 м (Култайская площадь, скв. 3).



Отложения култайской подсвиты, а на большей части территории Восточного Предкавказья – нефтекумской свиты перекрываются повсеместно распространенными сероцветными карбонатно-терригенными и терригенно-карбонатными образованиями демьяновской подсвиты.

Карбонатные и терригенно-карбонатные отложения верхней части разреза куманской и нефтекумской свит, култайской и демьяновской подсвит накапливались в морских условиях. Трансгрессия морских вод распространялась с юга и юго-востока. В начале морские воды проникали в пониженные участки рельефа куманской суши, где происходило осаждение алевритовых, глинисто-алевритовых, глинистых, известковых осадков и в меньшем количестве песчаных. Последующее, ранне-нефтекумское время характеризуется максимальным развитием трансгрессии за весь триасовый период. Морские воды захватили почти всю территорию Восточного Предкавказья. Современная граница распространения отложений нефтекумской свиты (рисунок), по-видимому, не отвечает береговой линии бассейна седиментации, который занимал, скорее всего, значительно большую площадь. Полное отсутствие отложений

←

Схема литолого-фациальных закономерностей размещения скоплений углеводородов на территории Восточного Предкавказья (нефтекумское время)

1 – современная граница распространения отложений нефтекумской свиты; 2 – граница литолого-фациальных зон; 3 – изопахиты; 4 – скважины; 5 – источники сноса; 6 – область отсутствия отложений нефтекумской свиты. Литолого-фациальные зоны. Морской бассейн (шельф): 7 – умеренно глубоководная зона (I) – глинистые, известково-глинистые и известковые осадки; 8 – относительно глубоководная и мелководная зона (II) – зона максимального развития органогенных построек: а – относительно глубоководные известковые и доломито-известковые осадки с примесью глинистого материала; б – мелководные органогенные, органогенно-обломочные осадки без примеси терригенного материала; 9 – мелководная (с отдельными органогенными постройками) зона (III): а – известковые, доломито-известковые осадки с примесью песчано-алеврито-глинистого материала; б – органогенные и хемогенные – известковые, известково-доломитовые осадки; 10 – мелководная островная зона (IV) – известковые, доломитовые, обломочные известковые и глинисто-известковые осадки; 11 – прибрежно-морская (типа лагуны) зона (V) – известково-доломитовые, глинисто-известковые и глинистые осадки; 12 – нефтяные залежи; 13 – притоки нефти; 14 – нефтепроявления. Площади (арабские цифры на схеме): 1 – Колодезная, 2 – Величаевская; 3 – Зимнеставкинская; 4 – Затеречная, 5 – Восточно-Безводная, 6 – Русский Хутор (Северный), 7 – Восточно-Сухокумская, 8 – Юбилейная, 9 – Южно-Таловская, 10 – Урожайненская, 11 – Владимировская, 12 – Кумухская.

свиты на Озек-Суатском, Степановском, Бажиганском, Левокумском и других палеовыступах, возможно, также связано с размывом их в отдельных участках в посленефтекумское время. В связи с пенеогенизацией рельефа суши в области сноса в нефтекумский бассейн седиментации поступало незначительное количество тонкого терригенного материала, что способствовало осаждению карбонатных, преимущественно известковых осадков различного генезиса. В небольшом количестве совместно с карбонатом кальция осаждались карбонаты магния, и лишь на отдельных участках в кратковременные моменты формирования последних преобладало. Причем в раннефтекумское время повсеместно на рассматриваемой территории при устойчивом прогибании дна бассейна накапливались преимущественно хемогенные осадки, а в позднефтекумское время в отдельных частях бассейна преобладало органогенное осаждение карбоната кальция.

На рассматриваемой территории Восточного Предкавказья в пределах нефтекумского морского бассейна обособлялось несколько литолого-фациальных зон (см. рисунок). Границы их из-за недостаточности фактического материала проведены условно и требуют дальнейшего уточнения. В общем плане намечалось субширотное простиранье зон и постепенная смена с севера на юг умеренно глубоководных осадков относительно глубоководными, мелководными морскими и прибрежно-морскими.

Умеренно глубоководная зона располагалась на севере бассейна седиментации, в центральной и северной частях Восточно-Манычского прогиба. Судя по характеру разреза нефтекумской свиты, вскрытого скв. 1 Песчаной, 7 и 13 Арбалинской площадей, здесь накапливались известковые, глинисто-известковые, известково-глинистые и глинистые осадки. Осадконакопление происходило при спокойной динамике вод и устойчивой восстановительной обстановке в осадке, обусловившими тонкую горизонтальную слоистость, черную окраску пород, обилие в них раннедиагенетического пирита и повышенное содержание органического углерода. Мощность отложений — не превышает 202 м (скв. 4 Песчаная).

Южнее умеренно глубоководных осадков располагалась зона, характеризующаяся пестротой литологического и фациального состава и условно выделенная в зону относительно глубоководных и мелководных осадков. Общим для всей зоны является широкое развитие органогенных построек, которые и обусловили расчлененный аккумуляционный рельеф и разнообразие литологического и фациального состава. Она занимала обширную площадь нефтекумского бассейна седиментации, приуроченную к южной прибортовой части Восточно-Манычского прогиба и к западной части зоны Прикумского поднятия.

В раннефтекумское время в пределах этой зоны в относительно глубоководных условиях осаждались преимущественно хемогенные — известковые, известково-доломитовые илы с примесью кремнистого, глинистого и алевритового материала, а в кратковремен-

ные отрезки времени — известково-глинистые и глинистые илы при спокойном гидродинамическом режиме и устойчивой восстановительной обстановке в осадке. В поздне нефтекумское время произошло некоторое сокращение и обмеление бассейна седиментации. В его наиболее мелководных участках с активным гидродинамическим режимом, нормальной соленостью вод создавались условия, благоприятные для интенсивной органогенной садки карбоната кальция. В таких участках бассейна были накоплены мощные толщи преимущественно биогермных известняков кремовато- и голубовато-серых, белых, чистых, лишенных даже глинистого материала, массивных, пористых, кавернозных. В подчиненном количестве накапливались сгустковые, детритовые, органогенно-обломочные и хемогенные известняки.

Органический мир, населявший эту зону нефтекумского бассейна, был представлен разнообразными водорослями, среди которых в настоящее время определены сифониковые, багряные, синезеленые. Колониальные водоросли и являлись основными биогермостроителями. Среди сопутствующих организмов обитали пелелиподы, гастроподы, брахиоподы, ежи, фораминиферы и др.

По соседству с биогермными известковыми образованиями происходило накопление массивных органогенно-обломочных, органогенных, детритовых и сгустковых известковых осадков, перемежающихся с хемогенными — оолитовыми, пелитоморфно-микрозернистыми. В органогенно-обломочных известняках в составе обломков резко преобладают биогермные известняки.

В настоящее время в рассматриваемой зоне органогенные образования выявлены на площадях: Колодезной, Величаевской, Зимне-ставкинской, Восточной, Русский Хутор Северный, Русский Хутор Центральный, Восточно-Сухокумской, Мартовской, Урожайненской, Владимировской, Затеречной, Довсунской, Пашолкинской. Максимальное количество их приурочено к полосе субширотного простирания, протягивающейся от Колодезной площади до Мартовской.

Полоса органогенного осаднения осадков не была сплошной. Между участками преимущественно органогенного накопления в относительно глубоководных условиях отлагались в основном хемогенные известковые, доломито-известковые, известково-глинистые осадки с примесью алевритового (2–5%) материала. Нарушение нормального солевого режима местами, помимо доломита, подтверждается присутствием галита в породах (скв. 16 Восточная). Мощность хемогенных отложений небольшая; в скв. 44 Величаевской площади она не превышает 100 м. Мощность же пород нефтекумской свиты в полосе развития органогенных известняков достигает 870 м и более.

Севернее полосы органогенных осадков в относительно глубоководных условиях накапливались преимущественно пелитоморфные и микрозернистые известковые темно-серые и серые илы, а в отдельные отрезки времени — сгустковые, скорее всего, органогенные, водорослевые осадки. Одновременно с садкой кальциевых со-

лей в небольшом количестве осаждались и магниевые соли. В бассейне, помимо водорослей, обитали иглокожие, брахиоподы и другие организмы. Мощность отложений в скв. 7 Плавненская составляет 114 м, а в скв. 38 Колодезная — 227 м.

К югу от полосы органогенных илов (скв. 1 Пушкарская, скв. 20 Правобережная, скв. 45, 91 Восточная и др.) отлагались более разнообразные осадки — преимущественно пелитоморфные и микрозернистые известковые, глинисто-известковые, в подчиненном количестве детритовые, органогенно-обломочные, оолитовые и стужковские известковые и глинистые, с примесью песчано-алевритового материала и органического детрита. Наличие в отложениях брекчий растрескивания свидетельствует о мелководности бассейна седиментации и активной динамике вод. Мощность отложений нефтекумской свиты здесь изменяется от 93 до 290 м.

На западе рассматриваемой зоны (зона II) в поздне нефтекумское время в мелководных участках бассейна седиментации условия для расцвета организмов и органогенной садки CaCO_3 были также благоприятными. В настоящее время органогенные известняки выявлены на Пашолкинской, Довсунской, Ново-Александровской площадях. Мощность отложений нефтекумской свиты здесь колеблется от 344 до 500 м и более. Иные осадки накапливались севернее и южнее органогенных образований и между ними. Севернее органогенных осадков (Серафимовская площадь) отлагались пелитоморфные известковые, глинисто-известковые и глинистые илы с примесью кремнезема и алевритового материала. В бассейне обитали остракоды, пелециподы. Южнее полосы органогенного осадконакопления отлагались глинистые, известково-глинистые, органогенно-обломочные и органогенные фузулинидовые осадки. Наличие фузулинид свидетельствует о небольших глубинах, нормальной солености и активном динамическом режиме водных масс морского бассейна [14].

Мелководные условия седиментации существовали и на востоке нефтекумского морского бассейна — в зоне III, располагавшейся в пределах восточной части Восточно-Маньчжского прогиба. Здесь накапливались преимущественно пелитоморфные и микрозернистые темно-серые и серые, очень редко буровато-серые известковые осадки. Одновременно с карбонатом кальция осаждались алевропесчаные и глинистые частицы. В отдельные кратковременные отрезки времени преобладал песчано-алевритовый материал. И лишь в повышенных участках дна бассейна, где сказывалось влияние морских течений, не позволявших осаждаться обломочному материалу, создавались благоприятные условия для роста водорослей и накопления чистого органогенного карбоната кальция (площади Юбилейная, Солончаковая, Дахадаевская, Смолянская). Помимо водорослей, в бассейне обитали брахиоподы, пелециподы, аммониты и, по-видимому, губки, радиолярии, мшанки. По данным С.В. Максимовой [7], радиолярии — группа крайне стеногалинная, исключительно морская. Губки же живут в высокоэнергетических

водах. Мощность отложений нефтекумской свиты, которые чакапливались в III зоне, колеблется от 15 до 381 м (скв. 1 Смолянская).

На большей части территории Прикумского поднятия в островной прибрежно-морской и мелководно-морской зоне (зона IV) при устойчивых положительных движениях дна бассейна происходило накопление маломощных известково-доломитовых, известковых, доломитовых и глинисто-известковых осадков. Для рассматриваемой зоны характерна повышенная садка доломита. Наличие в отложениях известняковых брекчий, состоящих из неокатанных обломков пелитоморфного и доломитового известняков, аналогичных известнякам вмещающих отложений, указывает на крайнюю мелководность бассейна седиментации. В таком бассейне даже при незначительных восходящих движениях отдельные участки могли выходить из-под уровня вод, осадки растрескивались, а при последующем опускании образовались брекчии растрескивания. Рассматриваемая зона из-за недостаточного количества фактического материала изучена слабо. Накопление осадков в основном происходило в спокойных, слабо засоленных водах. Геохимический режим в осадке был неустойчивым и изменялся от окислительного до восстановительного, судя по красновато-коричневой и темно-серой окраске пород и раннедиагенетичным минералам, среди которых в темных разностях пород развит пирит, а в красноцветных — гидроокислы железа.

Вдоль северного и южного склонов Озек-Суатского палеовыступа узкой полосой простиралась прибрежно-морская мелководная зона типа лагуны (зона V). В ее пределах осаждались пестроцветные известковые, известково-доломитовые и глинистые осадки с примесью алевроитового материала. Темно-серый, красновато-коричневый, серый цвет отложений свидетельствует об изменении геохимической обстановки — от восстановительной до окислительной, а неотчетливая, с неправильным рисунком горизонтальная и полого-волнистая слоистость, отсутствие брекчий — о спокойной динамике вод.

В вопросе о генезисе карбонатных отложений верхней части нефтекумской свиты не существует единой точки зрения. Одни исследователи [3, 13 и др.] считают их преимущественно хемогенными образованиями, но отмечают, что в отдельных участках бассейна седиментации образовывались небольшие по размерам пластовые или линзовидные постройки типа биогерм, не поднимавшихся над уровнем моря, другие [2, 9, 10 и др.] — в карбонатном комплексе нефтекумской свиты разграничивают рифовые, предрифовые, зарифовые фации и фации открытого моря и выделяют барьерные и береговые, а также одиночные внутренние и внешние рифы и отдельные биогермы. Правильное решение вопроса о природе карбонатных пород верхней части разреза нефтекумской свиты имеет важное значение как для выяснения палеогеографической обстановки, так и оценки перспектив нефтегазоносности и направления дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Литолого-фациальное изучение отложений нефтекумской свиты показало, что органогенные известняки развиты лишь в двух фациальных зонах (II и III), приуроченных к южной прибортовой части Восточно-Маньчского прогиба и западной части Прикумского поднятия. В наиболее изученном участке южной части Восточно-Маньчского прогиба отмечается определенная закономерность в распространении как самих органогенных образований, так и в смене фаций в пространстве. Здесь прослеживается отчетливая субширотная полоса развития органогенных известняков, которая протягивается от Колодезной площади через Величаевскую, Зимнеставкинскую, Восточную и другие до Мартовской.

Анализируя полученный материал и исходя из определений органогенных построек И.К. Королюк и М.В. Михайловой [4, 5], можно говорить о наличии органогенных построек в указанной полосе развития карбонатных образований. В пользу этого свидетельствуют следующие характерные особенности.

1. Обособленность и выпуклая форма органогенных тел. На карте мощностей органогенным постройкам соответствуют участки повышенных мощностей, имеющих куполовидную, неправильную конфигурацию изопахит. На структурной карте по поверхности нефтекумской свиты в полосе развития органогенных построек намечается цепочка куполовидных поднятий. Совмещение карты изопахит отложений нефтекумской свиты и структурной карты по поверхности нефтекумской свиты показывает, что участки повышенных мощностей приурочены к сводам или к присводовым частям структур.

2. Большая мощность органогенных образований по сравнению с вмещающими хемогенными известняками.

3. Характерные, слабо дифференцированные и несопоставимые между собой даже в соседних скважинах кривые кажущегося сопротивления, спонтанной поляризации (КС, ПС).

4. Чистота известняков (95–98% CaCO_3), массивная, узорчатая текстура их, отсутствие первичной слоистости. Наблюдаемая горизонтальная слоистость органогенных известняков обусловлена ростом строматолитов.

5. Высокие пористость и проницаемость известняков, обусловленные наличием каверн, пустот, трещин как первичных, так и постседиментационных.

6. Наличие остатков различных водорослей и реликтовая водорослевая структура органогенных известняков.

7. Интенсивная доломитизация известняков, белый и светло-серый цвет вторичных доломитов, аналогичный цвету известняков, их чистота, лапчатая форма кристаллов, а также наличие крупных шестоватых кристаллов карбоната кальция, выполняющих или оконтурирующих поры и каверны.

Как уже отмечалось ранее, наибольшее количество органогенных построек выявлено во второй литолого-фациальной зоне, располагавшейся в пределах южной прибортовой части Восточно-Маньчского прогиба. Здесь, в полосе субширотного простирания, протя-

гивающейся от Колодезной площади до Мартовской, органогенные постройки располагаются цепочкой, где отдельные тела разграничены зонами хемогенного осадконакопления.

В палеогеографическом отношении они представляли отмели на окраине мелководного бассейна, а в тектоническом плане приурочены к приразломной зоне, разделяющей Восточно-Манычский прогиб и Прикумское поднятие.

Для рассматриваемого участка бассейна седиментации характерны пестрота литологического и фациального состава, резкие изменения мощностей (от 96 до 870 м и более) на коротких расстояниях. Максимальные мощности наблюдаются в пределах органогенных построек и на их склонах, минимальные – за пределами органогенных построек.

Прослеженные ранее закономерности в распределении фацций позволяют предположить, что чистые биогермные известняки верхней части разреза нефтекумской свиты (скв. 13, 45 Величаевская; 8, 78, 79 Зимняя Ставка; 18, 19, 20 Восточная; 27 Русский Хутор Северный и др.), вероятно, слагают ядра органогенных построек. Органогенно-обломочные, детритовые, сгустковые и пелитоморфные известняки, развитые по соседству с чистыми биогермными известняками, скорее всего, являются шлейфом органогенных построек. Преимущественно пелитоморфные и микрозернистые известняки с прослоями доломитов, органогенно-обломочных, оолитовых и сгустковых известняков, сменяющих органогенные и органогенно-обломочные известняки тела и шлейфа рифа в северном и южном направлениях, скорее, представляют предрифовую и зарифовую фацции. Чтобы провести границы указанных фацций, необходимы дополнительные данные.

Можно предполагать, что основными биогермостроителями были колониальные водоросли. В сильно измененных органогенных известняках, обладающих всеми характерными свойствами, присущими водорослевым разностям, встречены многочисленные реликты водорослей, единичные толстостенные раковины остракод, фораминифер, пелеципод, иглокожих [9]. Отмечены известняки с коралловой структурой. В скв. 92 Зимняя Ставка (глубина 3530–3535 м) в шлифе А.И. Осиповой обнаружен *Tubiphytus* [9]. По В.П. Маслову [8], эти сине-зеленые водоросли являлись биогермостроителями в карбоне и перми Приуралья. Многие ученые неоднократно указывали на значение водорослей как основных строителей биогермных построек [1, 6, 8, 11]. Хорошо известны триасовые рифовые известняки Тироля, которые образованы известковыми водорослями. Д. Барсс [1] считает, что 90% рифов геологического прошлого не имеют скелетного остова – каркаса.

Таким образом, тектоническая, палеогеографическая приуроченность органогенных построек, их расположение в виде полосы субширотного простирания, характер фацций и наличие биогермостроителей позволяют предположить здесь развитие барьерного рифа. Этот вывод не является окончательным и требует в дальнейшем уточнения ряда вопросов.

Органогенные же постройки, выявленные в настоящее время в других участках бассейна рассматриваемой зоны — на Урожайненской, Владимировской, Зурмутинской, Ново-Александровской и других площадях, в настоящее время не могут быть отнесены к какому-то определенному типу вследствие слабой изученности.

Органогенные (биогермные) и органогенно-обломочные карбонатные породы нефтекумской свиты, по-видимому, обладали хорошей и удовлетворительной первичной пористостью и проницаемостью. В дальнейшем в результате интенсивных процессов перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания в них были образованы вторичные поры, каверны, трещины. Интенсивное поглощение бурового раствора, отсутствие выноса керна при прохождении органогенных известняков верхней части разреза нефтекумской свиты свидетельствуют об их высоких фильтрационных свойствах. Хемогенные же карбонатные образования нижнего триаса обладают низкими первичными коллекторскими свойствами. В них развиты лишь трещинные коллекторы.

Таким образом, отложения нижнего триаса содержат в своем составе удовлетворительные и хорошие породы-коллекторы для нефти и газа, обусловленные как благоприятными фациальными условиями, так и вторичными процессами, в результате которых образованы резервуары порово-кавернозного, кавернозно-трещинного и трещинного типов. Однако поиски зон вторичной трещиноватости карбонатных пород затруднены сложной картиной их распространения. И в этом отношении большой интерес представляют зоны развития пористо-кавернозных и кавернозно-трещинных органогенных и органогенно-обломочных известняков и доломитов. Выявленные в настоящее время залежи, промышленные притоки нефти и нефтегазопроявления в триасовых отложениях приурочены к карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям и строго контролируются зонами развития органогенных построек (см. рисунок). Дальнейшие перспективы нефтегазоносности триаса в значительной степени следует связывать с полосами развития органогенных построек, и при выборе направлений поисково-разведочных работ наряду со структурным фактором определяющим должен являться литолого-фациальный фактор. Последний обуславливает и распространение пород-покрышек, которые совместно с коллекторами в значительной степени определяют характер распределения выявленных в настоящее время залежей нефти и газоконденсата в триасовых отложениях Восточного Предкавказья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Барсс Д., Копланд А. Геология среднедевонских рифов района Рейнбау, Алберти, Канада. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. — М.: Мир, 1973.
2. Гаркушин А.С., Стасенков В.В., Фролов Н.Ф. и др. О перспективах нефтегазоносности рифового карбонатного комплекса нижнего

- триаса Восточного Предкавказья. - Экспресс-информация. Нефтегаз. геол. и геофиз., 1974, № 1.
3. Жабрева П.С., Данков В.С., Юдин Г.Т. Основные черты палеогеографии и формирования пород-коллекторов в триасе Предкавказья. - В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья. М.: ИГиРГИ, 1975.
 4. Королук И.К., Михайлова М.В. Терминология, критерии выделения, классификация и методы изучения рифогенных отложений. - Литол. и полезные ископ., 1977, № 12.
 5. Королук И.К., Михайлова М.В., Равикович А.И. и др. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М.: Наука, 1975.
 6. Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970.
 7. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманики. М.: Недра, 1970.
 8. Маслов В.П. Атлас породообразующих организмов (известковых и кремневых). М.: Наука, 1973.
 9. Мышкова Ю.Ф. Условия осадконакопления и петрография пород триаса Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ВНИГНИ, 1975.
 10. Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Волкова Т.А. и др. Формации пермских и триасовых отложений Восточного Предкавказья. - В кн.: Осадочные формации и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, 1978.
 11. Наливкин Д.В. Учение о фациях. М.: Изд-во АН СССР, 1956.
 12. Объяснительная записка к проектам схем стратиграфии триасовых отложений Кавказа. Л.: ВСЕГЕИ, 1973.
 13. Савельева Л.М. Верхнепермские и триасовые отложения Восточного Предкавказья и перспективы их нефтегазоносности. - Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1976.
 14. Теодорович Г.И. Карбонатные фации. - Бюл. МОИП. Нов. сер., 1949, вып. 13 (17).

Т.Н. ПРОЦВЕТАЛОВА

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ
РАННЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ - КРИТЕРИИ ВЫЯВЛЕНИЯ
РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА**

В выявлении закономерностей распространения различных типов залежей и в определении направлений, перспективных для поисков нефти и газа, большое значение имеют палеогеографические исследования, основанные на детальной корреляции разрезов различных структурно-фациальных зон. Отсутствие единого мнения по сопоставлению нижнемеловых отложений различных районов севера и продуктивных пластов в пределах месторождений Западно-Сибирской плиты свидетельствует об актуальности вопросов мето-

дики корреляции разрезов, без решения которых невозможны никакие другие исследования.

При изучении разрезов нижнего мела рассматриваемого региона автором применена методика историко-геологического анализа, предложенная М.С. Швецовым [4], которая затем получила дальнейшее развитие в работах С.В. Тихомирова [2, 3]. Эта методика заключается в изучении направленности изменения петрографического состава отложений и комплексов организмов по разрезу, что является следствием периодического изменения интенсивности и направленности дифференциальных движений и синхронного изменения уровня бассейна, сопровождавшегося изменением его солевого режима. Устанавливаются реперные горизонты, характеризующиеся наиболее широким распространением, и опорные изохронные поверхности. Последние отражают изменение уровня Мирового океана по отношению к континентам — от его максимального понижения к началу повышения. К опорным поверхностям часто приурочены размывы ранее возникших отложений.

Система реперных горизонтов и опорных поверхностей, прослеженных от разреза к разрезу на основании литологических, палеонтологических и геофизических данных, создает стратиграфический каркас осадочной толщи, позволяющий проводить уверенную корреляцию дробных стратиграфических подразделений разнофациальных отложений. Применение этой методики позволило выяснить основную закономерность строения осадочной толщи нижнего мела Западно-Сибирской плиты — ее ритмичность — и дало возможность составить палеогеографические карты для дробных стратиграфических подразделений, отдельных глинистых флюидоупоров и толщ-резервуаров нефти и газа.

Вследствие недостаточной охарактеризованности керновым материалом разрезов северных районов плиты их изучение проводилось методом сравнительного анализа с некоторыми опорными скважинами Среднего Приобья и северо-восточной части района. Как видно на схеме сопоставления разрезов (рисунок, см. вкл.), отложения нижнего мела подразделены по опорным поверхностям на девять ритмов осадконакопления, каждый из которых представляет собой ярус или подъярус. По своему строению эти ритмы подразделяются на две группы; к первой из них относятся отложения от кровли кимериджа до подошвы альба, ко второй — образования нижнего, среднего и верхнего альба. Ритмы первой группы характеризуются регрессивным строением, второй — трансгрессивным. Базальные песчаные пласты нижней группы ритмов маломощны, а иногда почти отсутствуют. Глинистые реперные горизонты хорошо выражены во всех типах разреза и приурочены к нижним частям ритмов. Эти глинистые отложения возникли в условиях, наиболее благоприятных для обитания различных организмов по сравнению с верхней частью ритмов. Глинистые толщи постепенно вверх по разрезу обогащаются песчаным и алевритовым материалом. Максимум песчаных отложений приурочен к верхней части ритмов. Песчаный материал здесь

распределен неравномерно; в разрезах хорошо выражена ритмичность более мелкого порядка, обуславливающая распределение нефтегазоносных пластов.

В ритмах подъярусов альба наибольшую мощность песчаные отложения имеют в их базальной части. Выше залегают глинистые образования, которые в той или иной степени в верхней части ритмов обогащаются преимущественно алевритовым материалом.

Нельзя не отметить еще одну существенную особенность в строении альбских и подстилающих ритмов. Она выражена в различной интенсивности размыва отложений, подстилающих каждый из ритмов. В нижней группе ритмов размывы незначительны; накладываются главным образом в сводах поднятий. Наиболее заметные перерывы в осадконакоплении приурочены к рубежам валанжина и готерива, нижнего и верхнего готерива [1]. Подъярусы альба разделены поверхностями региональных перерывов в осадконакоплении. Особенно значителен перерыв в осадконакоплении, предшествовавший образованию еваяжинской толщи покурской свиты и ее аналогов, составляющих базальную часть нижнего альба. Во время этого перерыва денудацией была уничтожена большая часть аптских отложений.

Наличие размывов в разрезах рассматриваемых отложений часто затрудняет корреляцию продуктивных пластов в пределах отдельных месторождений. Примером может служить Уренгойское месторождение. Сравнение каротажных диаграмм на этом месторождении показало, что продуктивный пласт БУ₅, представляющий собой базальный горизонт верхнего готерива, залегают с размывом на подстилающих отложениях. Его подошва является изохронной опорной поверхностью, от которой происходило изменение направленности осадочного процесса во времени на рассматриваемой территории. Особенно отчетливо выражен этот размыв на южном куполе структуры, где пласт БУ₅ залегают непосредственно на пласте БУ₇.

Литологический состав отложений нижнего мела и остатки организмов, присутствующие в них, свидетельствуют об образовании их преимущественно в эпиконтинентальном морском бассейне с весьма изменчивой солесностью на площади и во времени.

В начале берриасского века на всей рассматриваемой территории накапливались тонкодисперсные глинистые осадки в морском бассейне со спокойной гидродинамической обстановкой в придонных слоях. В конце берриасского времени на территорию северного Приуралья, центральных и восточных районов плиты в области развития мелководного шельфа стал поступать алевритовый и песчаный материал, впоследствии образовавший песчаники ачимовской пачки мегнионской свиты и их аналоги. Приуроченность максимальной концентрации песчаного материала к приподнятым участкам локальных поднятий, по-видимому, представлявших собой отмели в бассейне, свидетельствует о существенной роли палеорельефа дна бассейна в распределении песчаного материала. Районы Мансийской

синеклизы и Восточно-Уральского склона являлись областями распространения преимущественно глинистых образований в условиях глубоководного шельфа.

Ранневаланжинское время характеризовалось наибольшим в неокме расширением площади моря с соленостью, близкой к нормальной. Кратковременный момент накопления маломощных песчаных осадков сменился образованием глинистых отложений на всей рассматриваемой территории. В поздневаланжинское время отчетливо проявилась дифференциация обстановок осадконакопления. В Южно-Ямальском районе и Приуралье образовались хорошо выдержанные горизонты песчаных и глинистых осадков в мелководной зоне шельфа опресненной бассейна. В пределах Северо-Сосьвинского вала, Мансийской синеклизы и северной части п-ова Ямал распространялась область глубоководного шельфа с широким развитием тонкодисперсных глинистых осадков в море с соленостью, близкой к нормально-морской. В зоне от западного борта Хантейской антеклизы на восток вплоть до восточного обрамления плиты, распространялись мелководношельфовые осадки опресненного морского бассейна. Во впадинах отлагались совместно глинистые и песчаные частицы, тогда как в пределах локальных поднятий, на отмелях, в условиях волновых движений воды глинистые частицы отмучивались, а песчаные накапливались.

Начало готеривского века ознаменовалось морской трансгрессией. Почти на всей территории отлагались преимущественно глинистые осадки. В дальнейшем произошло оживление тектонической активности в областях сноса обломочного материала. В бассейне периодически стали накапливаться песчаные отложения. Лишь на западе продолжала существовать относительно глубоководная зона, где продолжали формироваться только глинистые осадки. Некоторое обогащение песчаным материалом имело место в северной части этой зоны.

В Приуралье, Приполярном Урале широкой полосой протягивалась зона мелководной, прибрежной части бассейна, где отлагались глинисто-песчаные осадки. В пределах Южно-Ямальского района располагалась подводная часть крупной дельты. В центральной части региона, в области Хантейской антеклизы и Надым-Тазовской синеклизы, существовала зона мелководного шельфа. Восточная граница ее проходила вдоль Пурского мегапрогиба; далее на север она протягивалась в Антипаютинскую впадину и, огибая Гьданский свод, пересекала Гьданскую губу. Здесь в условиях опресненного мелководного морского бассейна, преимущественно в областях поднятий накапливался песчаный материал.

На востоке зона мелководного шельфа прилегала к обширной территории, на которой осадконакопление происходило в условиях прибрежной равнины с неустойчивым режимом осадконакопления, периодически заливаемой морем. Мелководные морские шельфовые образования при понижении базиса эрозии в областях сноса обломочного материала и обмелении бассейна сменялись дель-

товыми и лагунно-морскими образованиями, которые характеризовались алеврито-песчаными осадками, часто невыдержанными по площади. Последние, в свою очередь, переходили в континентальные, аллювиально-болотные отложения.

В начале баррема палеогеографическая обстановка была сходной с существовавшей в раннеготеривское время. В этот период получил распространение морской бассейн с соленостью, близкой к нормальной, в котором формировались преимущественно глинистые осадки. После кратковременной трансгрессии моря в барремский век имела место наибольшая в неокоме активизация поднятий в области сноса обломочного материала и обильное поступление последнего в бассейн осадконакопления. Резко дифференцировались отдельные палеогеографические зоны. Область глубоководного шельфа максимально сократилась по сравнению с предшествующим временем и занимала лишь небольшой участок в пределах Шеркалинского мегапрогиба. Здесь продолжалось накопление тонкодисперсных глинистых осадков, по всей вероятности, в условиях опресненного бассейна. Особенно расширились зоны прибрежной равнины, а также прибрежной равнины, временами заливаемой морем. В этот период в районах, прилегавших к Полярному Уралу, накапливались в основном аллювиально-пойменные и озерные образования. Возможно, временами здесь были распространены и отложения подводной части дельты. В центральной части региона впервые для неокома длительно существовала область прибрежной равнины, периодически заливаемой морем. В восточные районы сносилось максимальное количество обломочного материала. Здесь располагалась прибрежная равнина — область развития аллювиально-пойменных и озерных образований. В прибрежных частях плиты в Усть-Енисейском районе отложения баррема отсутствуют вследствие размыва.

В раннеаптское время морская трансгрессия снова расширилась. Можно предполагать, что осадконакопление имело место на всей территории Западно-Сибирской плиты. Лишь в последующее предальбское время на большей части территории — от западных границ Хантейской антеклизы и на восток вплоть до восточного обрамления плиты — отложения были размывы.

Позднеаптское время характеризовалось значительным поступлением обломочного материала. В Южно-Ямальском и Приуральском районах вновь возникла прибрежная равнина с широко развитыми аллювиально-пойменными и аллювиально-озерными образованиями. Восточнее располагалась область развития мелководного шельфа. На северо-востоке, в пределах Усть-Енисейского района, образование осадков происходило в условиях прибрежной равнины, временами заливаемой морем.

В начале альбского века, после регионального перерыва в осадконакоплении, на всей территории происходило образование мощной песчаной толщи в условиях мелководного опресненного морского бассейна. После образования базальной, преимущественно песчаной

толщи в раннем альбе поступление обломочного материала периодически ослабевало и между песчаными отложениями возникали глинистые осадки. Начало среднеальбского времени вновь ознаменовалось обширной морской трансгрессией, охватившей всю территорию региона. Всюду отлагались песчаные осадки в условиях мелководноморского бассейна. Среда в осадках была слабоокислительной, о чем свидетельствует обилие аутигенного глауконита в породах. В последующее время в западных и северных областях, в Мансийской синеклизе, на севере, в пределах всего Ямальского района, и на территории, расположенной севернее Тазовской губы, охватывающей на востоке Усть-Енисейский мегапрогиб, располагалась глубоководная часть шельфа, в которой накапливались тонкодисперсные глинистые осадки. Соленость бассейна была нормально-морской, о чем свидетельствуют остатки аммонитов, пелеципод и комплекс фораминифер, разнообразный по видовому составу. От северного Приуралья, на юг, охватывая Щучинский выступ и протягиваясь широкой полосой вдоль Урала, располагались зоны мелководношельфовых осадков. Аналогичные условия существовали и в пределах Хантейской антеклизы, а также восточнее вплоть до восточного обрамления плиты.

Во второй половине среднеальбского века имело место обмеление бассейна. В западной его части существовали условия мелководного шельфа, где, помимо глинистых образований, периодически отлагался песчаный материал. Бедность видового состава фауны свидетельствует об опресненности вод бассейна. На востоке располагалась прибрежная равнина, периодически заливаемая морем.

В предпозднеальбское время возобновилась тектоническая активность территории: произошло воздымание отдельных блоков и размыв ранее отложившихся осадков на территории Южно-Ямальско-Полуйского района, центральных и восточных районов. Начало позднего альба характеризовалось кратковременным расширением морской трансгрессии, отложением на эродированной поверхности песчаного материала, в последующее время сменившегося глинисто-алевритовыми осадками. Конец позднеальбского времени характеризовался мелководностью резко опресненного морского бассейна и широким развитием аллювиально-пойменных и озерных фаций. Только в пределах Ямальского района, Приуралья и Мансийской синеклизы осадконакопление происходило в условиях мелководного шельфа.

Таким образом, в течение раннемелового времени областями, которые испытывали наибольшее прогибание, были Мансийская синеклиза и северная часть Ямальского района, в пределах Сеяхинского мегапрогиба. Здесь, в условиях глубоководной части шельфа, наиболее мощные глинисто-алевритовые осадки накапливались в готеривское, раннебарремское, раннеаптское и среднеаптское время. Противоположностью этой области являются центральные районы, распространенные в пределах Хантейской антеклизы и

Надым-Тазовской синеклизы, для которых характерны частая смена условий осадконакопления и размывы ранее отложившихся осадков. Здесь накопление мощных песчаных образований периодически сменялось распространением глинистых толщ. Обстановка мелководного шельфа, имевшая место в готериве, раннем барреме и среднем альбе, иногда сменялась областью прибрежной равнины, в которой были широко развиты речные и озерные фации (поздний баррем, поздний альб и др.). Эта область ограничена двумя основными разломами меридионального направления; один из них проходил вдоль западного борта Хантейской антеклизы и протягивался далее на север, вдоль Обской губы, другой — простирался вдоль Пуровского мегапрогиба, распространяясь на Гыданскую губу. По-видимому, на характер осадконакопления этой области существенное влияние оказали и разломы широтного простирания.

На востоке в течение раннемелового времени распространялась область преимущественно континентального осадконакопления, лишь временами сменявшаяся мелководношельфовой или прибрежно-морской зонами. Аналогичные палеогеографические условия существовали в Южно-Ямальско-Полуйском районе.

Источниками сноса обломочного материала в раннемеловое время служили не только области обрамления Западно-Сибирской плиты. Для центральных районов севера существовал дополнительный источник сноса, располагавшийся, возможно, в пределах современного Карского и Баренцева морей; это тем более вероятно, что в северном направлении песчанистость в разрезах увеличивалась.

Анализ ритмичного строения осадочных толщ и палеогеографических обстановок раннего мела позволяет выявить особенности распределения в разрезе и на площади конкретных стратиграфических нефтегазоносных комплексов, а также зоны, перспективные для поисков нефти и газа по каждому из них. Под стратиграфическим нефтегазоносным комплексом подразумевался коллектор и сопряженная с ним покрывка, приуроченные к строго определенным стратиграфическим уровням. В отложениях нижнего мела выделяются нефтегазоносные стратиграфические комплексы двух типов. К первому относятся комплексы, в которых пласты-коллекторы и перекрывающая их покрывка приурочены к различным ярусам или подъярусам и соответственно к разным частям ритмов (пласты-коллекторы слагают регрессивную часть одного ритма, а покрывка — трансгрессивную часть вышележащего ритма). Ко второму типу относятся пласты и их покрывки, приуроченные к различным частям одного и того же ритма и соответственно того же стратиграфического подразделения. Примером первого типа являются берриас-нижневаланжинский, верхневаланжинско-нижнеготеривский и другие стратиграфические нефтегазоносные комплексы. Наиболее яркий пример второго — среднеальбский нефтегазоносный комплекс.

Кроме простых типов стратиграфических нефтегазоносных комплексов, присутствуют сложные. В них базальный пласт-кол-

литор и перекрывающая его глинистая покрывка одного ритма залегают на размытой поверхности подстилающего пласта или группы пластов другого ритма, образуя с ним единую сообщающуюся систему пластов-коллекторов. Примером может служить нижневерхнеготеривский комплекс Уренгойского месторождения. Среди нижнемеловых отложений в настоящее время выделяются берриас-нижневаланжинский, ниже-верхневаланжинский, верхневаланжинско-нижнеготеривский, ниже-верхнеготеривский, верхнеготеривско-нижнебарремский, аптский, нижеальбский, среднеальбский стратиграфические нефтегазоносные комплексы.

Берриас-нижневаланжинский комплекс (ачиновская толща мегнионской свиты, ее аналоги и вышележащая глинистая толща нижнего валанжина) представляет собой отложения подводных отмелей в опресненном морском бассейне. Палеогеографическая обстановка была сходной почти на всей рассматриваемой территории, за исключением Березовского района и частично Мансийской впадины. Комплекс перспективен в пределах Хантейской антеклизы, локальных структур Пурского прогиба, Хадырьянской сложной моноклинали, Часельского мегавала, Южно-Ямальского района, где возможно открытие залежей литологического и стратиграфического типов.

Отложения ниже-верхневаланжинского комплекса (пласты БУ₁₄-БУ₁₂, перекрывающая их глинистая толща мегнионской свиты и их аналоги) в пределах Надым-Пурской и Тазовской нефтегазоносных областей образовались в условиях мелководношельфовой зоны морского бассейна. Наибольшая концентрация песчаного материала приурочена к сводовым и присводовым участкам локальных структур, представлявших собой отмели, что обусловило преимущественное развитие пластовых и литологически-экранированных типов залежей. Перспективы этого нефтегазоносного комплекса связаны в основном с Надым-Пурским районом, Гыданским сводом и Тазовским районом.

Основные перспективы верхневаланжинско-нижнеготеривского комплекса (пласты БУ₁₁-БУ₁₀, чеускинская толща мегнионской свиты и их аналоги) связаны со структурами Хантейской антеклизы, Надым-Тазовской синеклизы, Пурского мегапрогиба, Хадырьянской моноклинали, Гыданского свода, расположенными в области мелководношельфовых образований, где предполагается широкое развитие литологических и стратиграфических типов залежей.

Ниже-верхнеготеривский комплекс (пласты БУ₉-БУ₆, БУ₅, их аналоги и перекрывающая региональная глинистая покрывка верхнего готерива) наиболее перспективен в Надым-Пурском, Тазовском, Усть-Енисейском районах. В Надым-Пурском районе более перспективны пласты БУ₅, БУ_{7а}, БУ₇, БУ₈, БУ₉, образовавшиеся в условиях мелководношельфовой зоны. С ними могут быть связаны литологически-экранированные и пластовые

Перспективна зона перехода мелководношельфовых песчаных образований Хантейской антеклизы в глубоководношельфовые глинистые образования Мансийской синеклизы. Здесь могут быть встречены литологически-экранированные залежи в пластах БУ₆–БУ₇. В Тазовском районе перспективность комплекса связана с дополнительными структурами Хадырьянской сложной моноклинали.

Литологически-экранированные залежи могут быть также встречены в отложениях ниже-верхнеготеривского комплекса, в пределах Нурминского мегавала и Харасавейского вала, в пластах ТП₂₃–ТП₂₆, представляющих собой аллювиально-озерные фации. Залежи пластового типа будут приурочены к пласту ТП₂₂, образовавшемуся в прибрежно-морских условиях.

Возможность развития литологически-экранированных типов залежей в верхнеготеривско-нижнебарремском комплексе (пласты БУ₁–БУ₄, пимская пачка вартовской свиты и их аналоги) в Надым–Пурском районе и в пределах структур Гыданского свода обусловлены развитием на рассматриваемой территории условий крайнего мелководья, временами сменявшихся обстановкой прибрежной равнины. Перспективность этого комплекса связана с районами распространения нижеаптской глинистой покрывки. Последняя отсутствует вследствие предальбского размыва на огромной территории – от Хантейской антеклизы и Надым–Тазовской синеклизы, на восток до восточного обрамления плиты. Перспективы комплекса связаны с Южно-Ямальским (пласты ТП₁₉–ТП₁₅) и Гыданским районами, где могут быть встречены литологически-экранированные типы залежей в континентальных отложениях тано-пчинской свиты.

Перспективы нефтегазоносности аптского комплекса связаны с континентальными образованиями тано-пчинской свиты Южно-Ямальского района и шельфовыми отложениями структур Гыданского свода, где возможны литологически-экранированные залежи.

Ниже- и среднеальбский комплексы наиболее перспективны в Надым–Пурском, Тазовском и Южно-Ямальском районах, где отложения образовались в мелководношельфовых условиях. Здесь предполагается развитие пластовых и литологически-экранированных залежей в пределах локальных структур Хантейской антеклизы, Гыданского свода, Ямальской синеклизы.

Таким образом, исследования нижнемеловых отложений севера Западно-Сибирской плиты, в основу которых была положена методика изучения этапности осадконакопления, позволили: 1) выделить единые опорные поверхности, разделяющие синхронные отложения мелких стратиграфических подразделений; 2) проследить перерывы в осадконакоплении, проявившиеся неодинаково на различных структурах; 3) выяснить закономерности распределения пластов-

коллекторов; 4) установить конкретные стратиграфические нефтегазоносные комплексы с благоприятными коллекторскими и экранящими параметрами, проследить их на всей территории и выявить характер распространения в них различных типов залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Процветалова Т.Н. О влиянии раннемеловой тектоники на распределение залежей нефти и газа в отложениях неокома Западно-Сибирской плиты (на примере Новопортовского месторождения). - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1976, № 1.
2. Тихомиров С.В. О главных вопросах стратиграфии. - Изв. вузов. Геол. и разведка, 1968, № 5.
3. Тихомиров С.В. Этапы осадконакопления девона Русской платформы. М.: Недра, 1967.
4. Швецов М.С. История Московского каменноугольного бассейна в диантскую эпоху. - Труды МГРИ, 1933, т. 12.

Л.Н.МАКАРОВА

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЛИНИСТОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ СЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД

(V горизонт палеогена Ферганы,
его аналог в Южно-Таджинской впадине и понрышна)

Как было установлено ранее [4], коллекторские и флюидоупорные свойства пород во многом определяются количеством и составом заключенного в них глинистого вещества, специфика которого зависит от условий формирования и катагенетического преобразования отложений. При этом выявлено, что глинистое вещество в ходе геологической истории претерпевает значительные изменения, также влияющие на фильтрационно-емкостную характеристику пород [3].

Перспективы обнаружения терригенных толщ, которые вследствие особенностей и количества глинистой составляющей обладают хорошими фильтрационно-емкостными параметрами, связаны с двумя типами отложений [5]. Первый из них выражен породами, изначально (после диагенеза) обладавшими высокими емкостными и флюидоупорными качествами и не подвергавшимися серьезным изменениям на последующих стадиях литогенеза. В таких породах могут быть обнаружены как первичные, так и вторичные скопления углеводородов. Второй тип перспективных отложений представлен образованиями, фильтрационно-емкостная характеристика которых связана с результатами очень интенсивных воздействий катагенетических и, возможно, метагенетических процессов.

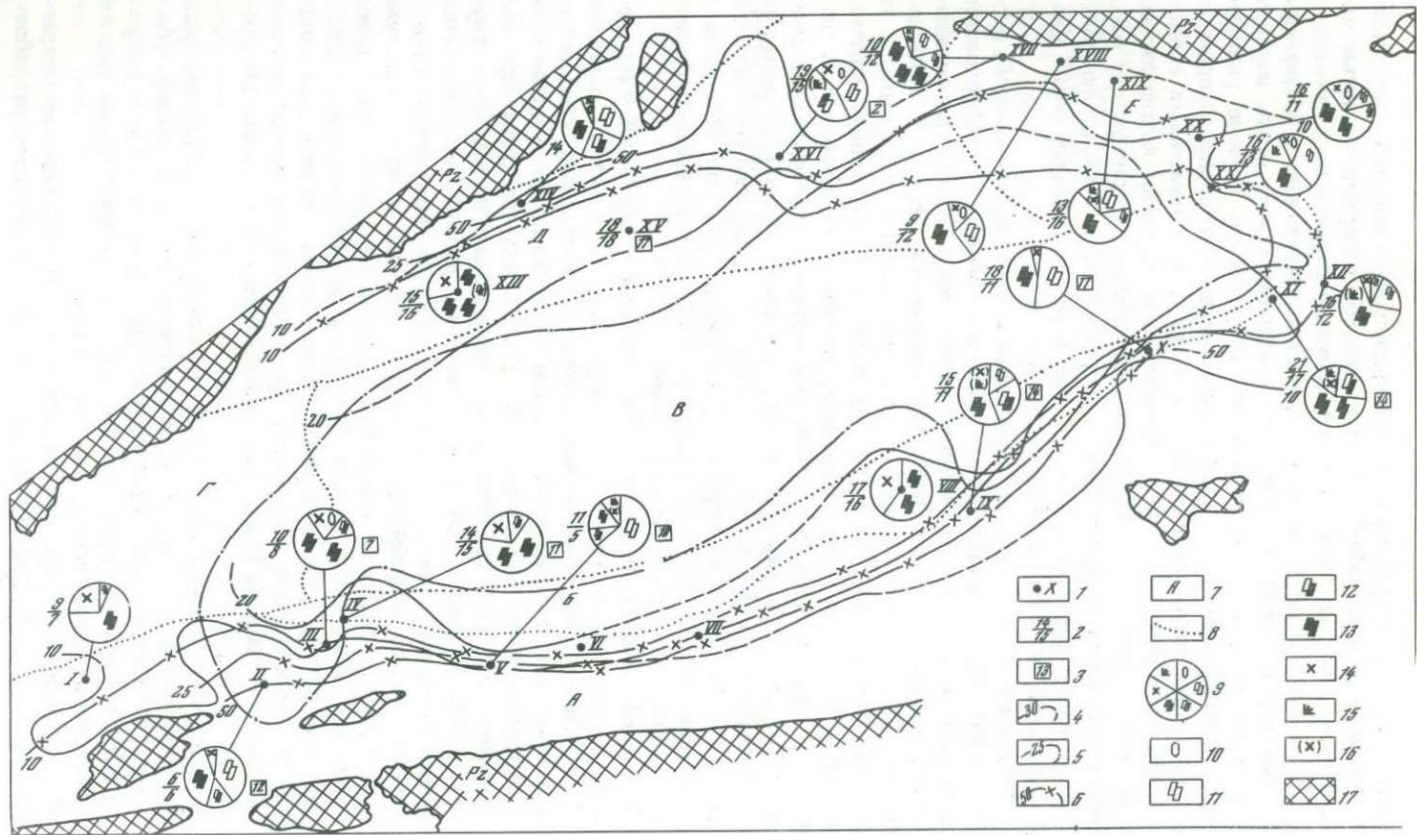
Вследствие преобразования минерального состава глинистой компоненты в ней постепенно уменьшается содержание набухающих минералов, которые на последних стадиях литогенеза вовсе исчезают. В результате этого меняются свойства, а отсюда и возможные функции пород вплоть до того, что коллектор может стать экраном, а бывшая покрывка — вторичным коллектором. В зоне развития таких образований речь может идти только о перераспределении залежей. При этом следует иметь в виду, что изменения свойств и функций пород в сторону приобретения хороших коллекторских параметров происходят как в породах, которые представляют собой возрастные аналоги продуктивных горизонтов, первоначально обладавшие малой емкостью, так и в тех породах, которые после диagenеза имели высокие флюидоупорные качества.

Положение о том, что полиминеральный состав глинистой составляющей под воздействием катагенетических преобразований отложений сменяется двухкомпонентной ассоциацией гидрослюда — хлорит, справедливо для нормально — осадочных пород. В вулканогенно — осадочных отложениях — бентонитах палеогена Ферганы — на больших глубинах (3500—5500 м) выявлен неизменный монтмориллонит. Как показали экспериментальные исследования и наблюдения над природными объектами, активные тектонические движения (в модели — неравномерное объемное сжатие) существенно не ухудшают изолирующие способности вулканогенно — осадочных пород [2]. Поэтому в случае присутствия прослоев бентонита в отложениях экранов их флюидоупорные свойства с глубиной погружения, по-видимому, почти не ухудшатся.

Изучение особенностей V продуктивного горизонта (туркестанские слои палеогена), его покрывки, а также их аналогов в Южно — Таджикской впадине имело целью прогнозировать их фильтрационно — емкостные свойства по глинистому веществу прежде всего на глубокопогруженных участках Ферганской впадины. Прогнозирование этих свойств отложений, залегающих на больших глубинах, вообще весьма актуально, а для Ферганы — тем более, особенно в связи с тем, что, во-первых, здесь практически исчерпан фонд сводовых ловушек на малых глубинах и, во-вторых, уже начато бурение глубоких скважин. Опробование горизонтов в них проводилось с учетом наших рекомендаций [Андижанское УБР], и результаты его подтвердили перспективность обнаружения скоплений углеводородов во вторичных трещинных коллекторах, которые на меньших глубинах были покрывками, например, в скв. 10 площади Чуст — Пап.

В процессе исследования были использованы материалы ряда производственных и научно — исследовательских организаций (Андижанского, Кокандского УБР, НГДУ Андижаннефть и Киргизнефть, СредАзНИПИнефть и др.); кроме того, были привлечены данные Ш.Г. Саидходжаева по покрывке V горизонта [1].

V продуктивный горизонт выделен в туркестанских слоях палеогена (эоцен) и является одним из основных объектов разработ-



ки на нефть и газ в Фергане. В нем обнаружены промышленные залежи: газовая (Чонгара), нефтегазовые (Гальча, Северный Сох, Палванташ), газонефтяная (Шорсу IV) и нефтяные (Ким, Чимион, Авваль, Восточный Авваль, Андижан, Ходжаабат, Южный Аламышик, Чангырташ, Избаскент, Восточный Избаскент, Майлису III-IV, Майлисай, Наманган, Шорбулак).

Рассматриваемый горизонт сложен преимущественно карбонатными породами, в разной степени песчанистыми и глинистыми: известняками, доломитизированными известняками, доломитами, реже - известковистыми песчаниками и мергелями, а в отдельных случаях - ангидритами (Северный Сох, Капчагай). Иногда в карбонатных породах V горизонта присутствуют пропластки известковистых глин, а на некоторых площадях (Наманган, Западный Палванташ и др.) в нем выделяются два подгоризонта (пласты V^a и V^b), разделенные маломощным прослоем глин. Накопление отложений происходило в условиях морского мелководья.

Как видно на рисунке, мощности V горизонта изменяются от 5 до 21 м, обычно составляя 10-15 м, с тенденцией увеличения их к центру впадины. Относительная глинистость (под этим выражением понимается отношение мощности глинистых прослоев к общей мощности горизонта, выраженное в процентах) горизонта колеблется в небольших пределах - от 6 до 18%, а как правило, - от 11 до 17%. Судя по распределению ее на территории Ферганы, в центральных частях впадины этот параметр, по-видимому, не превышает 10%. Значения открытой пористости изменяются от 7 до 24%, обычно в пределах 15-20%.

← Схема продуктивного горизонта V (Ptrk)

1 - месторождение, площадь; I - Ниязбек, II - Айритан, III - Шорсу IV, IV - Ачису, V - Северный Сох, VI - Гальча, VII - Капчагай, VIII - Гумкана, IX - Западный Палванташ, X - Северный Аламышик, XI - Чангырташ, XII - Сузак, XIII - Чуст-Пап, XIV - Варзык, XV - Кассансай, XVI - Шорбулак, XVII - Нарын, XVIII - Кызыл-Алма, XIX - Майлису III-IV, XX - Алаш, XXI - Карабулак;
2 - мощность горизонта (в м) (числитель) и относительная глинистость (в %) (знаменатель); 3 - средняя пористость (в %); 4 - линии равных мощностей (в м), достоверные и предполагаемые;
5 - линии равной глинистости горизонта; 6 - границы зон различного содержания набухающих глинистых компонентов (в %); 7 - структурные зоны: А - Южная ступень, Б - Маргиланская ступень, В - Центрально-Ферганский грабен, Г - Супетауская ступень, Д - Чуст-Пап-Наманганская ступень, Е - Майлисуиский выступ; 8 - границы структурных зон; 9 - соотношения между глинистыми минералами; 10 - каолинит; 11 - монтмориллонит; 12 - смешаннослойные образования ряда монтмориллонит-гидрослюда; 13 - гидрослюда; 14 - хлорит; 15 - палыгорскит; 16 - незначительная примесь; 17 - выходы на поверхность палеозойских отложений

Состав глинистого вещества горизонта существенно зависит от глубины его залегания. Глинистая компонента пород, находящихся на глубинах до 3500–4000 м, включает в основном гидрослюда (40–70%), набухающие минералы (20–35, реже 55–75%) и хлорит (5–20%); почти повсеместно в виде примеси присутствует палыгорскит, количество которого возрастает до 10–15% лишь в районах Майлису III–IV и Карабулака. Набухающие глинистые минералы обычно представлены смешаннослойными компонентами ряда монтмориллонит–гидрослюда и монтмориллонитом (количество последнего изменяется от 5 до 40%), а на некоторых площадях (Северный Аламышик, Карабулак, Шорбулак) – только монтмориллонитом (30–50%). Для пород V горизонта, вскрытых на погруженных участках (глубины свыше 4500 м) Южной, Маргиланской и Чуст–Пап–Наманганской ступеней, характерна двухкомпонентная глинистая составляющая (гидрослюда–хлорит): гидрослюда – 60–70%, хлорита – 25–40%. Здесь специфика глинистого вещества обусловлена катагенетическими преобразованиями пород и заключается в исчезновении набухающих минералов в отложениях, прошедших стадию позднего катагенеза.

Таким образом, зональность распределения набухающих глинистых минералов определяется степенью литогенетических преобразований пород, а для отложений, находящихся на ранних и средних стадиях катагенеза (залегających на глубинах до 4000 м), особенности размещения глинистых компонентов зависят и от условий седиментации. Большие количества набухающих минералов, особенно монтмориллонита, и присутствие палыгорскита снижают фильтрационно–емкостные качества пород рассматриваемого горизонта. Поэтому перспективы обнаружения пород V горизонта, обладающих хорошими коллекторскими параметрами (по глинистому веществу), связаны с зонами, где снижается количество набухающих компонентов, т.е. с такими, где отложения глубоко погружены – на ступенях Супетауской, Маргиланской, западе Чуст–Пап–Наманганской и в Центральном–Ферганском грабене.

Глинистое вещество аналогов V горизонта в Южно–Таджикской впадине, выраженных песчанистыми известняками и известковистыми песчаниками, сложено, судя в основном по естественным выходам, гидрослюдой (50–65%) и монтмориллонитом (30%) при небольших содержаниях хлорита (5–20%) и заметной примеси палыгорскита. Особенности глинистых ассоциаций этих отложений очень сходны со спецификой их в V горизонте тех районов Ферганы, где он вскрыт на глубинах до 3500–4000 м, и свидетельствуют о низких коллекторских свойствах аналога V горизонта. Улучшение последних, так же как и в Фергане, связано с районами глубокого погружения.

Покрышкой V продуктивного горизонта служит регионально развитая глинистая пачка верхней части туркестанских слоев (до подошвы IV горизонта). В отдельных районах, где IV горизонт вследствие фациального замещения отсутствует, экраном для V

продуктивного горизонта дополнительно является и вышележащая толща глин риштанских, исфаринских, ханабадских слоев. Однако при построениях схематической карты покрывки V горизонта учтены мощности только пачки глин туркестанских слоев, так как на неразбуренных участках Ферганской впадины, возможно, будет обнаружен IV горизонт. Покрывка сложена тонкоотмученными глинами, почти совершенно лишенными песчаного материала. Специфика глинистого вещества зависит как от условий формирования заключающих его отложений, так и от степени их катагенетического преобразования. Различия состава глинистой компоненты, обусловленные разницей фациальных обстановок, для пород покрывки V горизонта были, по всей видимости, невелики, поскольку они накапливались в условиях стабильного, относительно глубоководного морского водоема. Следовательно, особенности глинистых комплексов здесь связаны прежде всего со степенью катагенетических преобразований пород. Именно поэтому рассматриваемая покрывка служит оптимальным объектом изучения влияния постдиагенетических преобразований на состав глинистого вещества. Результаты этих исследований имеют теоретическое и практическое значение, учитывая, что покрывкой экранируется один из основных продуктивных горизонтов Ферганы.

Мощности покрывки V горизонта различны на северном и южном бортах Ферганской впадины. На севере их значения колеблются от 5 до 19 м, составляя, как правило, 5–10 м, а на юге увеличиваются примерно в 2 раза и изменяются от 8 до 45 м, обычно составляя 16–20 м. Глинистая покрывка практически не содержит песчаного материала.

Для глинистого вещества покрывки выявлена такая же зависимость состава от глубины ее залегания, как и для V горизонта. Глинистая составляющая пород экрана, вскрытого на глубинах до 4000 м, сложена в основном гидрослюдой (20–65%) и набухающими глинистыми минералами (25–75%). Кроме того, в глинистых комплексах постоянно присутствуют небольшие переменные количества хлорита (5–20%) и в большинстве случаев примесь палыгорскита; только на востоке Ферганы (Чангырташ, Сузак) палыгорскит составляет 5–15%. Среди набухающих глинистых минералов на первом по количеству месте находится монтмориллонит (15–60%), причем в районах Северного Аламышика и Капчагай разбухающие компоненты представлены только этим минералом (60–70%). Смешаннослойные образования ряда монтмориллонит-гидрослюда составляют обычно 10–25%.

Существенно иные глинистые ассоциации выявлены в породах покрывки V горизонта, залегающей на глубинах свыше 4500 м (Ниязбек, Чуст-Пап, Кассансай). Здесь они сложены гидрослюдой (70–85%) и хлоритом (15–25%). Однако в отличие от экранируемого горизонта в них обнаружены смешаннослойные компоненты (кроме района Чуст-Пап) в количестве до 10% (Гумхана). Следует отметить, что на площади Капчагай на глубине 4000 м в глинистом

веществе покрывки содержится около 60% монтмориллонита; его сохранность здесь объясняется спецификой генезиса – приуроченностью к бентонитовым прослоям (см. выше).

Таким образом, для пород глинистого вещества покрывки характерна такая же зональность распределения набухающих минералов, что и для продуктивного горизонта. Зависимость содержания набухающих компонентов от глубины залегания отложений позволяет ожидать ухудшения флюидоупорных свойств экрана из-за снижения количества набухающих глинистых минералов с увеличением глубины его погружения. Следовательно, в районах, перспективных в отношении хороших коллекторских свойств V горизонта на погруженных участках (запад Чуст–Пап–Наманганской ступени, Супетауская и Маргиланская ступени), экранирующие способности покрывки могут быть понижены. Однако известно, что промышленные залежи нефти и газа в XXV продуктивном горизонте (средняя юра) Ферганы надежно экранируются флюидоупором, в глинистом веществе которого содержится лишь 5–10% набухающих компонентов. Судя по этому, можно ожидать, что даже при низких содержаниях набухающих компонентов покрывка горизонта еще сохранит свои флюидоупорные свойства. В наиболее погруженных отложениях покрывки возможно преобразование глин в трещиноватые аргиллиты – вторичные коллекторы. В связи с этим в районах Центрально–Ферганского грабена, где породы флюидоупора могут быть вскрыты на глубине не менее 6–7 км, не исключена вероятность того, что покрывка горизонта и сам горизонт образуют единый резервуар или покрывка и коллектор поменяются функциями.

В Южно–Таджикской впадине аналогом покрывки V горизонта служит верхняя пачка глин туркестанских слоев. Глинистые ассоциации в этих глинах состоят из гидрослюды (50–60%), монтмориллонита (25–30%) и хлорита (10–25%); в виде заметной примеси постоянно присутствует палыгорскит. Как видно, глинистые ассоциации сходны с наблюдаемыми в покрывке V горизонта Ферганы; специфика глинистого вещества указывает на хорошие флюидоупорные качества аналога покрывки V горизонта в Южно–Таджикской впадине.

Изложенные материалы могут быть использованы, вероятно, при оценке фильтрационно–емкостных способностей отложений и при решении общих вопросов нефтяной геологии, а также непосредственно при разработке рекомендаций о направлении поисково–разведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М., Симоненко И.А., Зиндель Л.А., Саидходжаев Ш.Г. Глинистые покрывки залежей нефти и газа мезозойских и палеогеновых отложений Ферганской впадины. – Ташкент: Фан, 1977.

2. Белов Н.В., Зхус И.Д., Зубковская Е.И. О взаимосвязи преобразования глинистых минералов и рассеянного органического вещества. — Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 3.
3. Зхус И.Д. Глинистые минералы различных климатических и гидрохимических зон на разных стадиях литогенеза. — Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 2.
4. Зхус И.Д., Макарова Л.Н. Некоторые закономерности размещения глинистых минералов в коллекторах и покрышках Бухаро-Хивинского и Заунгузского нефтегазоносных районов. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: ИГиРГИ, 1977, вып. 13.
5. Зхус И.Д., Макарова Л.Н. О двух этапах формирования фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород. — Докл. АН СССР, 1978, т. 240, № 2.

С. Г. САРКИСЯН

ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Мы уже отмечали, что наряду с исследованиями в области литолого-фациального анализа и палеогеографии крупных территорий наступила пора проведения подобных работ на локальных участках, отдельных площадях [10, 11]. Кроме выделения региональных зон нефтегазоаккумуляции, необходимо сосредоточить внимание на решении более узких практических вопросов, на базе глубоких комплексных литолого-фациальных анализов. Эти исследования ограничиваются малыми площадями вплоть до структур третьего порядка.

Современная литология требует решения ряда важнейших вопросов, связанных с процессами бурения, вскрытия продуктивных пластов, интенсификации и эффективной разработки залежей нефти и газа, промыслово-геофизическими работами, детальными изучениями коллекторов и покрышек [12]. При этом большое значение приобретают не только обычные виды исследования пород — их гранулометрического и минерального состава, петрографических особенностей, петрофизических свойств, но и точное определение генезиса глинистых минералов, постседиментационных процессов, взаимодействия между составом пород (в самом широком аспекте) и закачиваемыми глинистыми растворами, различными реагентами при интенсификации добычи нефти и газа, составом при законтурном и внутриконтурном заводнении, интерпретацией результатов различных промыслово-геофизических данных. К сожалению, этими вопросами литологи занимаются мало или несистематически; между тем многие затруднения, связанные с неожиданными понижениями притоков нефти, с обвалами в стволе скважин, прихватом инструмента и другими осложнениями, объясняются отсутствием должного литологического контроля.

На наш взгляд, зарождается новое и важное направление в литологии — нефтепромысловое, призванное решать практические задачи и способствовать рациональному извлечению нефтяных и газовых ресурсов.

Палеогеографические построения до последнего времени проводились по типоморфным особенностям терригенных минералов [1]. При этом учитывались также сведения о структурных и текстурных признаках пород, палеоэкологические и палеотектонические данные. Позднее для палеогеографических реконструкций начали использоваться аутигенные минералы, ранние генерации которых отражают процессы седиментогенеза, более поздние — различные этапы постседиментационных процессов, а также гидрохимические и гидродинамические факторы. В последние годы для тех же целей используются результаты изучения глинистых минералов.

Палеогеографические исследования позволяют выделять наиболее перспективные зоны для постановки геологопоисковых работ и детальных литологических исследований, а палеогеоморфологический анализ дает возможность уточнить участки для постановки поисково-разведочных работ.

Успешное осуществление операций, связанных с вскрытием и освоением продуктивных пластов, в значительной степени зависит от эффективного бурения скважин. Литологические исследования направлены на выявление особенностей вскрываемых пород — их состава, в частности малоустойчивых и глинистых компонентов, структурные и текстурные особенности, физико-механические свойства; особое внимание привлекает трещиноватость вскрываемых пород, так как с ними связано поглощение промывочных растворов. Значение глинистых минералов при бурении скважин следует рассматривать в двух аспектах. С одной стороны, они являются основными компонентами буровых промывочных жидкостей и тампонажных растворов. С другой стороны, сведения о физико-химических особенностях глинистых минералов пород изучаемого разреза позволяют составить представление об осложнениях, которые могут возникнуть в процессе бурения (обвалы, осыпи и т.п.), а также разработать оптимальный режим бурения.

Для увеличения добычи нефти применяют разные методы воздействия на пласт с целью интенсификации извлечения ее из пласта (вторичные методы добычи). К таким методам прежде всего относят законтурное и внутриконтурное заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), раствора щелочей, различных полимеров. Следует подчеркнуть, что указанные химические продукты взаимодействуют не только с нефтью и водой, но и с поверхностью как глинистых минералов цемента, так и терригенных минералов каркаса, образующих проницаемую породу. Наиболее важной проблемой, возникающей в этом аспекте, является проблема сорбции веществ из водного раствора на поверхности частиц, каркаса породы и цемента, в том числе имеющих полиминеральный состав.

Реальная удельная поверхность минералов пород-коллекторов, на которых происходит сорбция ПАВ или полимеров, недостаточно изучена, как и взаимодействие ПАВ и полимеров с поверхностью минеральных частиц нефтяных коллекторов, особенно сложенных полиминеральными породами. Пластовые воды, содержащиеся в породах-коллекторах нефтяных и газовых месторождений, обычно характеризуются повышенной минерализацией за счет выжимания из глин (на первых этапах их уплотнения) высокоминерализованной погребенной воды и в результате метаморфизма вод в процессе погружения пород на большие глубины. Со временем в поровом пространстве пород создается равновесие между агрегированными глинистыми минералами и окружающей их водной средой. При этом в породах-коллекторах сохраняются общающиеся поровые каналы.

Вскрытие пластов жидкостью более слабой минерализации приводит к нарушению равновесия между пластовыми водами и глинистыми минералами, что вызывает дезагрегацию глинистых частиц и отрыв их от зерен, на контакте с которыми они находятся. Это обуславливает возможность передвижения частиц глинистых минералов, а при наличии разбухающих разностей этих минералов (вследствие их гидрофильности) приводит к значительному увеличению объема. Наконец, изменение сечения сообщающихся поровых каналов вплоть до их закупорки снижает проницаемость и соответственно уменьшает притоки газа и нефти из пласта в скважину.

Изучение гидрофильности глинистых минералов особенно важно при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления — законтурное и внутриконтурное заводнение. Успешное проведение этих операций зависит от ряда факторов, в частности от химического состава закачиваемой в пласт воды. Поэтому данные о составе глинистых минералов в нефтеносных пластах помогают правильному выбору рецепта закачиваемой воды (ее минерализация и солевой состав), что при наличии гидрофильных минералов может обеспечить более высокую приемистость нагнетательных скважин, а также создать необходимый гидродинамический напор для более эффективного вытеснения нефти из пласта.

При проектировании методов законтурного и внутриконтурного заводнения необходимо учитывать возможное образование карбонатного цемента в породах, находящихся на границе нефть-вода. В этих случаях залежь может быть запечатана, в результате чего применение законтурного или внутриконтурного заводнения затрудняется или становится малоэффективным. Следует, однако, иметь в виду, что иногда наличие в зоне водонефтяного контакта прослоев с карбонатным цементом не является результатом выпадения карбонатов на границе нефть-вода. Поэтому карбонатность отдельных прослоев в пределах продуктивных пластов не всегда связана с процессами на контакте нефть-вода, и залежи здесь не запечатаны; при их разработке можно с успехом применять

законтурное заводнение. Для эффективного применения законтурного заводнения играет роль степень однородности коллектора.

Значительное влияние на количество извлекаемой нефти оказывает остаточная водонасыщенность коллекторов, причем наибольшие количества остаточной воды связаны с коллекторами, содержащими разбухающие глинистые минералы [14]. Следует заметить, что в поровом пространстве песчано-алевритовых пород, слагающих продуктивный пласт, кроме связанной воды, имеется и некоторое количество остаточной нефти, особенно в газовых и газоконденсатных месторождениях [3]. Одним из перспективных методов повышения проницаемости коллекторов, содержащих глинистую примесь, является электрическое или электрохимическое воздействие на пласт. Иногда это приводит к изменению конфигурации порового пространства песчано-алевритовых пород и ускоряет течение пластовых жидкостей в коллекторах при добыче нефти.

Основной задачей дальнейшего литологического изучения пород при решении вопросов, связанных с разработкой залежей нефти и газа, является выяснение влияния вод различной минерализации и солевого состава на пористость и проницаемость в зависимости от состава глинистых ассоциаций. Необходимо также детально изучить возможности образования в нефтеносных пластах органо-глинистых комплексов и их устойчивость в процессе разработки нефтяных залежей. Уже имеются данные о тенденции органо-глинистых комплексов к коагуляции, связывающей в коллекторе глинистые минералы, особенно разбухающие разности. Выяснение природы этого явления может способствовать более успешному проведению производственных операций в скважинах.

Коллекторами нефти и газа могут быть терригенные и карбонатные породы, реже трещиноватые разности магматических и метаморфических пород [15]. Качество коллекторов определяют их пористость и проницаемость, причем не всегда связь между этими параметрами прямая. Основными показателями коллекторских свойств пород, особенно терригенных, являются их вещественный состав, структурные и текстурные признаки. Большое влияние на них оказывают постседиментационные процессы, в основном катагенез. Присутствие глинистых минералов в поровом пространстве песчаников и алевритов резко снижает их пористость и проницаемость. Наихудшее влияние оказывают минералы монтмориллонитовой группы, адсорбционная способность которых огромна, меньшее — гидрослюды и каолинит. В поровом пространстве может присутствовать и глинистый материал, образованный в результате пелитизации обломочных частиц (полевые шпаты и др.). Это необходимо учитывать, так как пелитизация способствует росту содержания связанной воды в коллекторах.

Глинистое вещество, находящееся в поровом пространстве, может иметь аллотигенную или аутигенную природу, поэтому коллекторские свойства зависят от формы и расположения глинистых частиц. При погружении осадочных пород на большие глубины, в

зоны высоких пластовых давлений и повышенных температур, они претерпевают существенные изменения, и в целом коллекторские свойства пород ухудшаются. Однако имеются данные об образовании в отложениях, находящихся на стадии позднего катагенеза, вторичной пористости и трещиноватости пород, создающих условия для промышленных скоплений в них углеводородов [4, 6]. Что касается карбонатных коллекторов, то их емкостные и фильтрационные свойства во многом зависят от постседиментационных процессов.

Для нефтепромысловой литологии большое значение имеют приемы вскрытия пласта, когда на коллекторы-резервуары воздействуют буровые растворы, процессы интенсификации и разработки, с применением различных реагентов, влияющих на поведение малоустойчивых терригенных и аутигенных, в том числе и глинистых минералов. К сожалению, все указанные вопросы почти не изучены литологами и требуют своего разрешения.

Проблема формирования покрышек, оценка их экранирующих способностей, т.е. свойства удерживать скопления углеводородов и предохранять их от разрушения, является одной из важнейших. Изучение изолирующих характеристик покрышек необходимо и для выяснения механизма миграции углеводородов, в том числе в условиях многопластовых месторождений нефти и газа.

Покрышками, помимо глинистых пород (глины, аргиллиты), могут быть эвапоритовые образования (гипсы, ангидриты, соли), а также алевриты и даже песчаники, подвергнутые интенсивным катагенетическим процессам, что обычно наблюдается на больших глубинах (более 6 км) [5]. Песчаная и алевритовая примеси ухудшают экранирующие способности глинистых покрышек. Как известно, присутствие изометричных крупных зерен неглинистых минералов (кварца или полевых шпатов) нарушает ориентировку псевдоизометрично-пластинчатых микроблоков. Это обуславливает увеличение пористости и особенно проницаемости пород.

Текстурные особенности глинистых пород-покрышек обычно рассматриваются совместно с присутствующим органическим материалом [7] и с учетом размера пор, свойственных указанным породам. Составными элементами текстур глинистых и глинисто-алевритовых пород являются в основном микроблоки и реже отдельные кристаллы глинистых минералов, образующие микроагрегаты, а также частицы неглинистых минералов и органического вещества, расположенные беспорядочно или в виде слоев и линз [13]. Роль примеси неглинистых минералов (в основном кварца и полевых шпатов) в формировании порового пространства покрышек определяется их количеством, составом и структурными особенностями. Органическое вещество влияет на покрышки в зависимости от его содержания и типа распределения в породе.

Глинистые осадки на стадии седиментогенеза отличаются высоким содержанием воды (до 80-90%). Наличие частиц песчано-алевритовой размерности снижает водонасыщенность осадков. При

литификации осадка содержащаяся в нем вода отжимается, причем тем интенсивнее, чем меньше в нем песчано-алевритовых зерен. Уплотнение и потеря воды в процессе диагенеза приводит к изменению физических свойств осадка и в первую очередь пористости и текстурных особенностей. Вследствие этого первичные текстуры, которые отражают условия образования пород, перестраиваются в соответствии с интенсивностью преобразования пород и особенностями микроблоков, свойственных отдельным разновидностям глинистых минералов [8, 13]. Нагрузки, приводящие к потере воды глинистыми осадками в диагенезе, влекут за собой изменение их текстуры, т.е. изменение взаимной ориентации микроблоков и отдельных кристаллов глинистых минералов относительно как друг друга, так и неглинистой составляющей пород. Эта перестройка приводит к образованию в глинистых породах ослабленных зон.

Диагенетические изменения исходных текстурных особенностей пород зависят от размера слагающих породу частиц и от состава глинистого вещества, влияющего на перераспределение частиц и на особенности их ориентации. Сочетание частиц различного размера приводит к образованию сложных текстур. Типичным признаком глинистых пород-покрышек является их сложное строение, создаваемое ориентированным расположением в глинистой массе либо неглинистых терригенных и аутигенных минералов, либо органического вещества.

Форма и размеры пор пород-покрышек различаются в зависимости от их текстурных особенностей. Как правило, в глинистых породах поры имеют щелевидную форму, что обусловлено особенностями строения глинистых минералов. Отсюда следует, что основными факторами, формирующими поровое пространство глинистых пород, служат минеральный состав, текстурные особенности и органическое вещество.

Основная задача дальнейшего изучения покрышек заключается в выявлении количественной зависимости между различными факторами, определяющими строение покрышек (мощность, неоднородность, соотношение с коллекторами и др.), и параметрами, характеризующими ловушки и заключенные в них углеводороды (высота залежей, коэффициент заполнения ловушки, уровень ВНК в соседних залежах, свойства нефтей, состав углеводородных газов и др.). Это направление имеет особенно важное значение для прогнозирования покрышек и их экранирующих особенностей [9]. Кроме того, необходимо детальное комплексное изучение не только состава глинистых минералов, но и их типоморфных особенностей. При этом следует использовать современные кристаллохимические методы анализа и учитывать разное поведение глинистых минералов в различных типах глинистых покрышек вследствие неодинакового воздействия углеводородов (газа, газоконденсата, нефти). С целью выявления функциональных возможностей глинистых покрышек над нефтяными и газовыми залежами большую роль играют также экспериментальные исследования стадийных преобразований

минералов глинистых пород, находящихся на различных глубинах и в различных термобарических условиях.

Геофизические параметры, замеряемые в скважинах, позволяют определять качество коллекторов, наличие нефти и газа, структуры пород, их пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, глинистость и т.д. По физическим свойствам коллекторы нефти и газа могут быть подразделены [2] на два основных класса: чистые (неглинистые) и глинистые. К глинистым относятся коллекторы, содержащие пелитовую фракцию твердой фазы, образованную преимущественно глинистыми минералами, способными изменять свойства чистого коллектора более чем на 5–10%.

Определение коллекторских свойств геофизическими методами при значительной глинистости пород затруднительно. Современные методы в результате непосредственного измерения в скважинах позволяют определять целый ряд параметров: кажущееся сопротивление, потенциал собственной и вызванной поляризации горных пород, интенсивность естественного гамма-излучения и интервальное время пробега упругой волны. На основании этого могут быть установлены зависимости между физическими (электрическим удельным сопротивлением, электрохимической естественной и вызванной активностью, радиоактивностью и др.) и коллекторскими (пористостью, проницаемостью, глинистостью) свойствами для количественного определения пористости и проницаемости коллекторов. Объективная интерпретация промыслово-геофизических данных возможна лишь на основе сведений о физико-химических свойствах пород, полученных в результате лабораторного изучения кернa. В практике промысловой геофизики для определения глинистости карбонатных пород чаще всего используются данные нейтронного гамма-метода совместно с результатами изучения собственных потенциалов в породах с глинистостью до 5–10%, а также данные гамма-метода в породах, глинистость которых соответственно выше 10%.

Большие задачи, стоящие перед нефтяной и газовой промышленностью, требуют мобилизации всех направлений науки о геологии нефти и газа. В их решении нефтепромысловая литология может принадлежать не последнее место.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б а т у р и н В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. М.: Изд-во АН СССР, 1947.
2. Д а х н о в В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. М.: Недра, 1975.
3. Д у р м и ш ь я н А.Г., Х е и р о в М.Б., Х а л и м о в Н.Ю. О роли глин в формировании аномально высоких пластов давлений (АВПД) на Бакинском архипелаге и влияние их на проходку скважин. – Нефтяная геол. и геофиз., 1974, № 12.
4. З х у с И.Д. Глинистые минералы различных климатических и гидрo-химических зон на разных стадиях литогенеза. – Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 2.

5. З хус И.Д., Саркисян С.Г., Макарова Л.Н., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977.
6. З хус И.Д., Шмайс И.И. К вопросу о предельных глубинах распространения залежей нефти и газа. — Докл. АН СССР, 1975, т. 220, № 2.
7. К л у б о в а Т.Т. О текстурных особенностях глинистых пород, определяющих их роль в образовании и сохранении залежей нефти и газа. — Труды ИГиРГИ, 1975, вып. 5.
8. Котельников Д.Д. Морфология и особенности локализации различных глинистых минералов в древних песчано-алевритовых породах. — В кн.: Минералогия. Львов: Изд-во Львов. ун-та, 1974, вып. 28, № 3.
9. Прозорович Г.Г. Покрышки залежей нефти и газа. М.: Недра, 1972.
10. Саркисян С.Г., Гусейнов А.А. Проблемы нефтепромысловой литологии. — В кн.: Тезисы докладов семинара по литологии, палеогеографии и геохимии нефтегазоносных отложений Средней Азии. Ташкент: Фан, 1971.
11. Саркисян С.Г., Гусейнов А.А. Роль литологических исследований в промысловой геологии. — В кн.: Литолого-фациальные комплексы меловых нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. М.: ИГиРГИ, 1973.
12. Саркисян С.Г., Котельников Д.Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1971.
13. Солодкова Н.А., Котельников Д.Д. Изучение микроструктур древних осадочных пород методом растровой электронной микроскопии. — Вестн. МГУ. Сер. геол., 1977, № 6.
14. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра, 1976.
15. Черников О.А., Куренков А.И. Литологические исследования песчаных продуктивных коллекторов. М.: Наука, 1977.

Л. В. ВЛАСОВА

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ

Промышленные запасы углеводородов в Ферганском бассейне в значительной степени приурочены к отложениям палеогена. В них регионально газоносны горизонты VII (алайские слои) и V (туркестанские слои). Кроме того, промышленные залежи нефти и газа установлены в горизонтах X, IX, VIII (бухарские слои), VI (туркестанские слои), IV (риштанские слои) и III (сумсарские слои).

При исследовании палеогеновых отложений мы исходили из раннебухарского, а не датского, как считалось ранее [2, 3], возраста свиты гипсов Гознау и ее аналогов. Отнесение этой свиты к палеогену обосновано Ш.Г. Саидходжаевым [1]. При этом в разрезе выделяются нижнепалеоценовые (гипсы Гознау) и верхнепалеоценовые (часть бухарских слоев выше пласта X) отложения.

В работах Р.Ф. Геккера с соавторами [4] и И.Д. Зхуса [5, 6, 7 и др.] было показано, что палеозоологические признаки и состав

глинистых ассоциаций позволяют расчленить палеогеновые отложения в естественных выходах на четыре части, отвечающие различным обстановкам и этапам развития региона. Находящийся в нашем распоряжении новый фактический материал по буровым данным привел к заключению, что наиболее рационально расчленение палеогеновых отложений на части, отчетливо выделяющиеся по каротажным диаграммам и в то же время отвечающие достаточно определенным, хотя и неравным отрезкам стратиграфической шкалы. Таких частей в разрезе нами выделено пять. Первая из них отвечает верхнему палеоцену — бухарским слоям, без свиты гипсов Гознау и ее аналогов (от кровли X пласта до кровли VIII пласта). Вторая часть включает отложения нижнего и среднего эоцена (сузакские и алайские слои), к третьей части отнесены накопления низов верхнего эоцена (туркестанские слои). Четвертая часть охватывает верхи верхнего эоцена — риштанские, исфаринские и ханабадские слои. Объединение этих отложений вызвано тем, что они слабо охарактеризованы керном и по каротажу их расчленить практически невозможно. Пятую, верхнюю часть разреза палеогена составляют олигоценые отложения (сумсарские слои).

Палеогеновые отложения Ферганской впадины накапливались в относительно спокойной тектонической обстановке, а в позднеальпийском орогенезе были дислоцированы, приподняты по периферии и погружены по направлению к центру авлакогена. Для выяснения особенностей изменения литологического состава нами применялся параметр — коэффициент глинистости (отношение мощности глинистых пород к общей мощности толщи, в %). Необходимо было определить вещественный состав терригенных пород и их глинистой компоненты, сопоставить его в различных литолого-фациальных зонах, а затем проследить изменения состава глинистых ассоциаций разновозрастных и однофациальных пород, находящихся на различных глубинах и отвечающих различным стадиям постдиagenетических преобразований.

В позднебухарское (позднепалеоценовое) время в связи с усилившимся опусканием большая часть Ферганского бассейна из типичной лагуны постепенно превратилась в мелководный морской водоем, соединявшийся с Приташкентским через мелководный пролив. Обращает на себя внимание полоса повышенной глинистости и мощности верхнепалеоценовых отложений по южному борту впадины и в ее юго-восточной части по линии структур Западный Палванташ — Южный Аламышик. Здесь на разбуренных структурах максимальная глинистость — 68% (Шорсу I—II) — 65% (Андижан) и мощность — 90 (Шорсу IV) — 86 м (Палванташ). В восточной и западной частях бассейна глинистость разреза минимальная — 20% (Сузак, Ниязбек); мощность также минимальная — 20 м (Чангырташ) — 27 м (Ким). В северной половине бассейна коэффициент глинистости 40—50% и мощность 40—50 м (Исковат, Наманган, Майтису IV).

В зонах развития прибрежных осадков породы грубообломочные, глинистость и мощность отложений минимальны. Так, в есте-

ственном разрезе Варзык мощность всего палеоцена 4,25 м, породы преимущественно грубообломочные – от гравийниковых песчаников до конгломератов. В разрезе по р. Нарын (у г. Ташкумыр) палеоценовые отложения, представленные известняком–ракушняком мощностью всего 1,1 м, с размывом залегают на верхнемеловых. В обнажениях Караалмы верхняя часть палеоценовых отложений сложена гравийниковыми песчаниками. Эти типично прибрежно–морские образования вытянуты узкой полосой вдоль северного борта впадины.

К концу бухарского времени еще сохраняется лагуна, границы которой определяются по ряду литологических признаков (большое количество сульфатных пород в разрезе, слои гипса, ангидрита при сокращении роли известняков). Бедность фауны, широкое развитие гипсов, доломитов, огипсованность пород свидетельствуют о повышенной солености и теплых водах этой части бассейна в позднебухарское время. Эта зона протягивается узкой полосой вдоль южного борта впадины (Ачису, Северный Сох, Исфара), а к востоку резко расширяется, охватывая всю юго–восточную, восточную и частично северо–восточную ее части, включая площадь Сузак.

В районе площадей Ниязбек, Канибадам, Айритан развиты образования крайнего морского мелководья – песчано–карбонатные породы, карбонатно–глинистые с прослоями мергеля. На площади Варык, в скв. 8 на глубине 4178 м (пласт IX) в крупнозернистых алевролитах в заметном количестве присутствует глауконит, свидетельствующий о морском типе фаций и трансгрессивном развитии бассейна. Об условиях осадконакопления в центральной части бассейна можно судить лишь предположительно. Исходя из всех сделанных нами построений следует допустить развитие здесь эпиконтинентального морского бассейна, в окраинных частях которого накапливались преимущественно песчано–карбонатные и карбонатно–глинистые осадки.

Наибольший интерес с точки зрения оценки стадий литогенетического изменения представляют верхнепалеоценовые отложения на площади Чуст–Пап, где в скв. 10 на глубине 5800 м вскрыты черные плотные крепкие плитчатые аргиллиты с большим количеством органического вещества и рассеянного глобулярного пирита. В них наблюдается четко выраженная однонаправленная оптическая ориентировка глинистых частиц.

Для глинистых ассоциаций, за немногим исключением, характерен поликомпонентный состав. Известно, что на распределение глинистых минералов влияют два фактора: фациальная принадлежность и степень катагенетических преобразований пород. В зоне развития крайнего морского мелководья (Айритан, Ниязбек, Варык) преобладает гидрослюда (60–80%), хлорит повсеместно составляет 5–20%, в небольших количествах присутствуют смешаннослойные образования (0–25%) и монтмориллонит (0–10%). В зоне развития прибрежных грубообломочных пород (Варзык, Ташкумыр)

монтмориллонит составляет до 50%, гидрослюда - 25-30%, хлорит - 10-15%, повсеместно обнаружен палыгорскит (до 20%). Отсутствуют или содержатся в весьма незначительных количествах смешаннослойные компоненты.

Для зоны развития лагунных отложений характерно высокое содержание палыгорскита (Палванташ, Иски-Наукат, Чангырташ - до 50%), подтверждающего повышенную соленость водоёма и аридный климат. Гидрослюда составляет до 50%, возрастает роль смешаннослойных образований (Исфара - 30%, Сузак, Чангырташ - 20%), монтмориллонита (в среднем до 30%), хлорита (не более 10%). Однако на тех площадях, где изученные отложения залегают на больших глубинах (Чуст-Пап - 5800 м, Ниязбек - 4900 м), состав ассоциаций глинистых минералов независимо от принадлежности к той или иной литолого-фациальной зоне упрощается, становится двухкомпонентным. Нефтегазоносность в верхнепалеоценовых отложениях установлена в IX и VIII пластах. В песчаных породах IX горизонта залежи обнаружены на Майлису III, IV, Шамалды, Западном Палванташе, Шорсу IV, Канибадаме, Северный Сох - 60%, Ходжаосман - 65% и т.д.). Высокие и выдержанные на севере - известняками, установлены промышленные залежи в Айритане, Шорсу IV, Северном Сохе, Восточном Аувале, Палванташе, Ходжаабаде, Хартуме, Восточном Избаскенте, Избаскенте, Майлису III и IV, Кызылалме. Залежи пластовые, сводовые.

В сузакское время и первую половину алайского времени (нижне-среднеэоценовый этап развития бассейна) на значительной части территории Средней Азии продолжалось медленное опускание, приводившее к дальнейшему расширению моря. Обращает на себя внимание сходство в изменении глинистости и мощности нижне-среднеэоценовых и верхнепалеоценовых отложений. Максимальная мощность и глинистость приурочены к южному и юго-восточному бортам впадины (Сарыкамыш, коэффициент глинистости 70%, Северный Сох - 60%, Ходжаосман - 65% и т.д.). Высокие и выдержанные значения коэффициента глинистости выявлены на севере региона (50-60%) - Тергачи, Шорбулак, Наманган, Майлису; на юго-западе его значение снижается до 30-40% (Ниязбек, Варык, Ачису, Шорсу); на отдельных южных площадях глинистость разреза резко падает (до 20% - Гальча). Сохраняется и закономерность изменения мощности. Ее максимальные значения (130-135 м) отмечаются в юго-восточной части бассейна (Курутки; Северный Аламышик, Хартум, Андижан, Западный Палванташ); вдоль южного борта мощность сузакских и алайских слоев составляет 90-100 м (Алтынабад, Риштан, Шорсу, Варык); к обрамлению она снижается до 60 м, на юго-западе - до 43 м (Ниязбек). На севере мощность довольно выдержана - 50-60 м (Майлису, Шорбулак, Наманган, Учкурган, Гаистан), в естественных выходах - 40-50 м (Ташкумыр, Варык).

Литолого-фациальные зоны отличаются небольшим расширением площади мелководного морского бассейна по сравнению с поздне-

палеоценовым. Граница лагуны проходит южнее площадей Варык, Ачису, Айритан, где типично морской разрез, а у г. Исфара, на площадях Северный Сох, Сарыкамыш, на юго-востоке и востоке (Иски-Наукат, Ялпакташ, Чангырташ) развиты типично лагунные отложения, отличающиеся высокой глинистостью (коэффициент глинистости больше 50%), резко литологической изменчивостью пород, с характерными пестроцветными окрасками, прослоями гипса и мергелей.

Переходный тип разреза, близкий к прибрежно-морским образованиям, вскрыт на площади Сузак на глубине 300-400 м. Севернее, в разрезе Кара-Алма, в песчаниках сузакских слоев видны следы деятельности прибрежных сверлящих моллюсков, характерно отсутствие сульфатов. По-видимому, здесь проходила граница зоны прибрежно-морских образований ниже-среднеэоценового бассейна, которая протягивалась вдоль северного борта впадины через Ташкумыр, где известняки сменяются известковистыми алевролитами, песчано-гравийным паттумом, нередко переходящим в плохо отсортированный гравийник с гальками размером до 10 см. Отложения того же возраста на структурах Ниязбек, Айритан, Варык, Ачису, Алтынабад, Капчагай представляют собой мелководноморские образования, в нижней части которых развиты плотные глины, нередко карбонатизированные, с прослоями известняков, мелкозернистых алевролитов, иногда мергелей. На больших глубинах (Ниязбек - 4830-4870 м, Чуст-Пап - 5730-5770 м) глины переходят соответственно в аргиллитоподобные глины и аргиллиты с отчетливой однонаправленной оптической ориентировкой глинистых частиц.

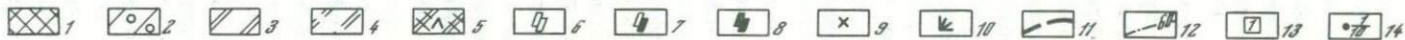
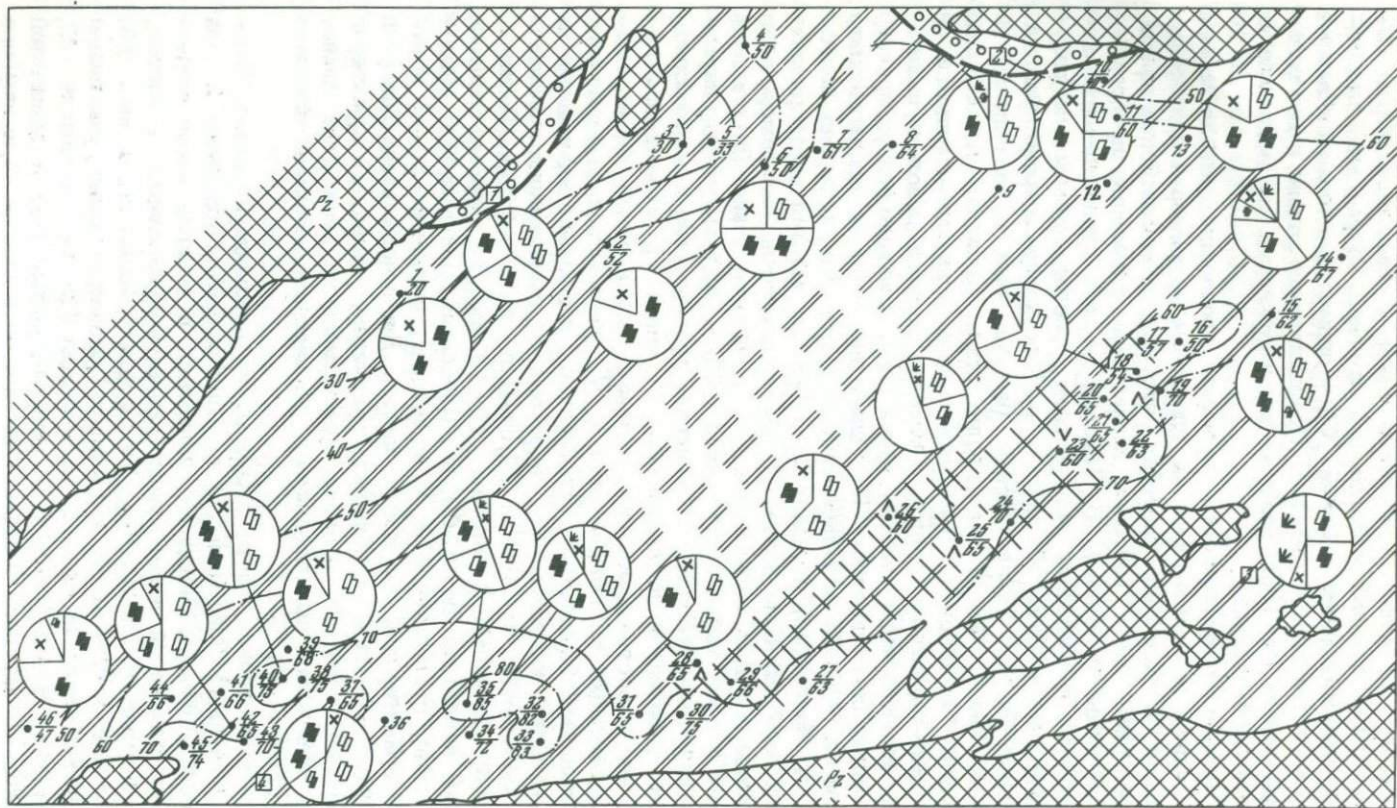
Для ассоциаций глинистых минералов сузакских и нижнеалайских отложений зоны развития прибрежно-морских и лагунных накоплений характерно высокое содержание палыгорскита - от 25 до 50%, примерно в таких же количествах присутствует гидрослюда, по 10-15% составляют монтмориллонит и смешаннослойные образования, почти повсеместно обнаружен хлорит (до 10%). В зоне морских отложений (Айритан) ведущая роль принадлежит гидрослуде (до 70%), в меньших количествах присутствуют хлорит, монтмориллонит, смешаннослойные образования, в ряде случаев отмечается палыгорскит. Все это относится к структурам, где изученные отложения залегают на глубине примерно до 3000 м. Там, где глубина залегания больше (Чуст-Пап - 5750 м, Ниязбек - 4850 м, Шорбулак - 4000 м, Капчагай - 4100 м), в результате глубоких катагенетических преобразований ассоциации глинистых минералов становятся двухкомпонентными, с содержанием гидрослуды 70-80% и хлорита - до 30%.

В позднеалайское время морские отложения получили широкое распространение в западной и южной частях залива, что указывает на развитие нисходящих движений и на усиление трансгрессии. Исчезли осолоненные лагуны, улучшился обмен вод и повсеместно отлагались преимущественно известковые осадки. В результате

расширения проливов и улучшения связи с открытым морем. Молодость стала близкой к нормально-морской. Разрез алайских отложений заканчивается пластом VII — одним из основных объектов добычи нефти и газа в Фергане. Промышленные залежи в нем установлены почти на всех разбуренных структурах, за исключением северной части впадины.

В начале туркестанского времени произошла резкая смена типа осадков — карбонатных на глинистые — примерно при тех же очертаниях и размерах бассейна, что и в позднеалайское время. Для северной части бассейна характерны отложения прибрежно-морской зоны (рисунок). В Варзыке — это глинисто-карбонатные породы с большим количеством прослоев глинистых ракушечников и устриц, в районе г. Ташкумыр широко развиты устричные банки. Туркестанский бассейн был мелководным, но более глубоким, чем в предыдущие этапы развития. На большей его части отлагались преимущественно алеврито-глинистые и карбонатно-глинистые осадки. Строение разреза довольно выдержанное; нижнюю часть слагает пачка глин, имеющая резкую границу с нижележащим пластом VII (алайские слои) и вышележащим пластом VI. Только на северо-западе (Чуст-Пап, интервал 5710–5730 м, Кассансай, интервал 5340–5370 м) эта часть разреза сложена карбонатными породами, преимущественно пелитоморфными и мелкозернистыми известняками с прослоями глин. На площади Айритан в этой пачке, в интервале 1400–1425 м, много глауконита, свидетельствующего о развитии трансгрессии и мелководно-морских условий осадконакопления. Горизонт VI сложен преимущественно известняками, алевролитами, иногда мергелем и доломитами; нередко он объединяется с V регионально выдержанным продуктивным горизонтом, сложенным песчано-алевритовыми и карбонатными породами. Его перекрывает выдержанная глинистая пачка мощностью от 5–6 м (Чуст-Пап) до 30–35 м (Гумхана, Западный Палванташ), обычно 15–18 м. По мере увеличения глубины залегания до 5300 м (Кассансай) наблюдается уплотнение глин, превращение их в аргиллиты, появление четкой оптической ориентировки глинистых частиц. Для южной части бассейна (Северный Риштан, Алтынабад, Капчагай, Чимион) характерно трехчленное строение разреза туркестанских слоев, где между двумя прекрасно выделяющимися глинистыми пачками залегает пласт известняков V–VI.

В юго-восточной части впадины, на площадях Гумхана, Капчагай, Северный Аламышик, а по данным А.М. Габрильяна [2], на площадях Андижан, Западный Палванташ в средней части туркестанских отложений целые пласты сложены сульфатными породами, преимущественно ангидритом. На площади Капчагай, в скв. 15, в интервале 4046–4056 м (V пласт) развит ангидрит, участками нефтенасыщенный; в скв. 2 на площади Гумхана, в пласте VI, в интервале 5550–5565 м — мелкозернистый гипс с волнистой текстурой. На площади Северный Аламышик в пласте VI, на глубине



2350–2360 м выявлен мощный молочно-белый чистый сливной ангидрит, микроскопически не отличающийся от ангидрита площади Гумхана с глубины 5560 м, с такой же волнистой текстурой.

Как видно, на большой территории, на различных глубинах залегают ангидритовая пачка, приуроченная к строго определенной части разреза (пласты V–VI); мощность пачки, судя по каротажным диаграммам, достигает 20 м. Все это наряду с литологическими признаками подтверждает первичное образование сульфатов. По-видимому, в среднетуркестанское время на фоне общей трансгрессии произошло временное обмеление бассейна (при накоплении горизонтов V–VI), и на его юго-востоке местами возникали небольшие лагуны или сильно обмеленные участки лагунного типа, ограниченные подводными и островными поднятиями в области Карачатырской гряды и намывными образованиями к северо-западу от нее.

В туркестанских отложениях широко развиты поля высоких значений коэффициента глинистости, максимальные (75–85%) – по южному борту впадины (Варык, Шорсу VI, Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш). В широкой полосе на юге, юго-востоке и по северо-востоку впадины коэффициент глинистости – 60–70%, а на

Литолого-фациальная схема низов верхнеэоценовых (туркестанских) отложений Ферганской впадины

1 – современные выходы на поверхность палеозойских отложений; отложения: 2 – прибрежно-морские, 3 – относительно глубоководноморские, 4 – предположительно относительно глубоководноморские; 5 – зона развития первичных сульфатных пород (предположительно лагунных условий осадконакопления в среднетуркестанское время); глинистые минералы: 6 – монтмориллонит, 7 – смешаннослойные гидрослюдисто-монтмориллонитовые образования, 8 – гидрослюда, 9 – хлорит, 10 – палыгорскит; 11 – границы литолого-фациальных зон; 12 – изолинии коэффициента глинистости, 13 – естественные обнажения (1 – Варзык, 2 – Ташкумыр, 3 – Иски-Наукат, 4 – Исфара); 14 – сводный разрез по скважинам (в числителе номер площади, в знаменателе коэффициент глинистости). Площади: 1 – Чуст-Пап, 2 – Кассансай, 3 – Тергачи, 4 – Исковат, 5 – Гаистан, 6 – Шорбулак, 7 – Наманган, 8 – Учкурган, 9 – Майгисай, 10 – Майлису III–IV, 11 – Майлису IV, 12 – Избаскент, 13 – Алаш, 14 – Сузак, 15 – Чангырташ, 16 – Курутки, 17 – Тешикташ, 18 – Северный Аламышик, 19 – Южный Аламышик, 20 – Хартум, 21 – Бостон, 22 – Ходжнабад, 23 – Андижан, 24 – Палванташ, 25 – Западный Палванташ, 26 – Гумхана, 27 – Ауваль, 28 – Капчагай, 29 – Ханкых, 30 – Чимион, 31 – Алтынабад, 32 – Северный Риштан, 33 – Сарыкамыш, 34 – Гальча, 35 – Северный Сох, 36 – Шорсу I–II, 37 – Шорсу IV, 38 – Шорсу VI, 39 – Ачису, 40 – Варык, 41 – Рават, 42 – Айритан, 43 – Нефтеабад, 44 – Канибадам, 45 – Ким, 46 – Ниязбек

площадях Курутки, Северный Аламышик он снижается до 50%. Самая низкая глинистость разреза — на северо-западе региона — 20–30% (Чуст-Пап, Варык, Тергачи).

Мощность туркестанских отложений изменяется от 24 м (Майлисай) до 145 м (Капчагай). Минимальные ее значения наблюдаются в естественных обнажениях по северному борту, максимальные — на юге, где она резко возрастает по направлению к центру впадины. На севере и северо-востоке мощность небольшая (30–40 м); к центру впадины она постепенно увеличивается (от 25 до 54 м, Кассансай).

Состав и распределение глинистых ассоциаций в туркестанских отложениях отличается от нижележащих вследствие близости гидрохимического режима к нормально-морскому. Характерно высокое содержание монтмориллонита: 25–45% на севере и северо-востоке впадины (поверхностное и неглубокое залегание отложений — Ташкумыр, Варык, Сузак) до 60–70% на юго-востоке и по южному борту (Северный Аламышик — 2350 м, Шорсу — 2350 м, Айритан — 1400 м — средние глубины). Значительную часть (30–40%) составляет гидрослюда; содержание смешанно-слоистых образований изменяется от 15 до 20%. Хлорит присутствует в небольших количествах (5–10%). Иногда содержится примесь (следы) палыгорскита. Там, где глубина залегания туркестанских отложений превышает 4000 м, состав ассоциаций резко изменяется; в связи с глубокими катагенетическими преобразованиями они становятся двухкомпонентными; гидрослюда составляет 75–80%, хлорит — 20–25% (Чуст-Пап — 5700 м, Кассансай — 5300 м, Ниязбек — 4800 м).

Интересное исключение составляет глинистое вещество глубокопогруженных туркестанских слоев на площадях Гумхана (скв. 2, интервал 5541–5549 м) и Капчагай (скв. 15, интервал 3980 — 3985 м), где соответственно в средней и верхней частях разреза встречены прослои темно-серых плотных, крепких аргиллитоподобных пород. В составе ассоциаций здесь отмечается до 60% монтмориллонита. В иммерсионных препаратах в порошке размоленной породы различаются остроугольные чистые изотропные осколки вулканического стекла размером до 0,045 мм и показателем преломления немного выше 1,54. По краям некоторых из них развито вторичное глинистое вещество. Встречаются округлые изотропные пепловые частицы размером до 0,08 мм, по которым развит либо карбонатный, либо глинистый материал. Ранее указывалось [8, 9], что в туркестанских отложениях Ферганской впадины был выявлен сильно измененный вулканогенный материал (Кассансай, скв. 1, интервал 5310–5325 м). Новые данные подтверждают вывод о том, что глинистые образования вулканического происхождения ведут себя в литогенезе совершенно иначе, чем нормально-осадочные породы. Генетические особенности исходного материала и, по-видимому, отсутствие органического вещества определяют их консервацию и сохранность первичной глинистой составляющей.

Именно такие исключения представляют собой выявленные на больших глубинах пропластки с монтмориллонитом в палеогеновых отложениях Ферганской впадины.

В разрезе туркестанских слоев содержится максимально высокое количество набухающих компонентов (монтмориллонит, смешаннослойные образования) — до 50% в составе ассоциаций глинистых минералов, что наряду с другими факторами является одной из причин высоких флюидоупорных свойств покрывки V продуктивного горизонта, являющегося регионально нефтегазоносным.

В начале риштанского времени нисходящие движения резко сменились восходящими, следствием чего явилась фаціальная пестрота осадков, частичный их размыв и сокращение размеров бассейна. Горизонт IV (нижнериштанский) в западной и юго-западной частях впадины сложен преимущественно алевритистыми известняками с остатками фауны, которые восточнее сменяются терригенными породами. Однако регрессия была кратковременной, и с середины риштанского времени широкое развитие получила позднеэоценовая трансгрессия, в начале которой накапливались глины табачного цвета с многочисленными остатками фауны. В исфаринское время вновь существовал нормальный морской бассейн с восстановительными условиями и щелочной средой, формировались пепельно-серые кремнистые глины с большим количеством остатков фауны. Сообщение с открытым морем было свободным, однако в юго-восточной части бассейна, в районе Карачатырской гряды, как и в риштанских отложениях, развиты красноцветные породы неясного генезиса. В первую половину ханабадского времени условия осадконакопления существенно не изменились. Нижнеханабадские отложения представлены зелеными бескарбонатными тонкодисперсными глинами с большим количеством фораминифер. Во второй половине ханабадского времени бассейн обмелел, в глинистых осадках возросла примесь алевритового и карбонатного материала, появились прослои алевролитов, иногда мелкозернистых песчаников; макро- и микрофауна была представлена известковыми формами.

Суммарная мощность риштанских, исфаринских и ханабадских отложений изменяется от 30 до 192 м. Минимальные ее значения характерны для северо-западной части впадины (Исковат, Гаистан, Тергачи, Кассансай — 30–50 м) и не зависят от глубины залегания — от естественных выходов (Варзык) до 5300–5700 м (Кассансай, Чуст-Пап). На юго-востоке и востоке с резким изменением величины от площади к площади протягивается полоса больших мощностей (100 м и более). Ее увеличение наблюдается к центру впадины: на севере очень постепенное, а на юге и юго-востоке — резкое; максимальные значения на площадях Капчагай — 192 м, Гумхана — 160 м.

Глинистость разреза очень высокая; практически на всей территории коэффициент глинистости 80–90%, и только на северо-западе

(Тергачи, Кассансай), где в основании рихтанских слоев развит пласт IV, она составляет 68–70%.

Состав глинистых ассоциаций существенно отличается в зависимости от глубины погружения отложений. В естественных выходах (Чангырташ, Нарын, Варзык) и неглубоких скважинах (Сузак) гидрослюда составляет около 50%; характерны высокие содержания монтмориллонита (30–50%), смешаннослойных образований (до 20%), постоянно присутствует хлорит (до 10%), отмечается примесь палыгорскита. На средних глубинах (1500–2000 м, Айритан) также развиты смешаннослойные образования и монтмориллонит, но в меньших количествах – по 15%. На глубинах более 4000 м (Ниязбек, Гумхана, Кассансай, Чуст–Пап, Капчагай) монтмориллонит и палыгорскит исчезают; смешаннослойные компоненты содержатся в виде примеси (северо–западный борт – Кассансай, Чуст–Пап), не превышающей 10%; основные составляющие – гидрослюда (до 80%) и хлорит (до 30%).

В олигоцене (сумсарское время) произошла смена знака колебательных движений, и бассейн значительно обмелел, при этом он потерял связь с морем и превратился в замкнутый, сильно сокращенный по размерам опресненный водоем. Разрез сумсарских отложений обычно состоит из мощной толщи малиновых глин и перекрывающего ее пласта III, сложенного преимущественно песчано-алевритовыми породами. В южной Фергане малиновые глины сменяются светло-зелеными мелкозернистыми песчаниками, на востоке – грубообломочными красноцветными континентальными образованиями. В песчаниках верхнего сумсара северо–восточной и южной частей впадины содержатся глауконит и коллофанит, указывающие на неустойчивые геохимические условия в мелководной зоне седиментации.

Мощность сумсарских отложений колеблется от 20 до 250 м. Закономерности ее изменения те же, что в позднеэоценовое время: выдержанные средние значения (60–85 м) на севере и северо–западе и резко меняющиеся от площади к площади – на юге и юго–востоке (150 м – Тешикташ, 160 м – Гумхана, 245 м – Капчагай). Минимальные мощности характерны для юго–западной части бассейна (18 м – Нефтебад, 20 м – Ниязбек и т.д.). В целом мощность сумсарских отложений увеличивается от бортов впадины к ее центральным частям.

Коэффициент глинистости изменяется от 25 до 95%, составляя на большей части территории 60–80%. Максимальные его значения отмечаются на погружении к центру впадины (Гумхана, Капчагай, Шорбулак). Выделяются два поля пониженных значений коэффициента: на юго–западе (Шорсу IV – 25%, Гальча – 50%) и на северо–востоке, в районе Андижана (Северный Аламышик – 25%, Курутки – 30%, Хартум – 40%).

В глинистых ассоциациях ведущее место занимает гидрослюда – от 50 до 75–80%, что является особенностью ассоциации; возрастает роль хлорита, составляющего до 30%. Постоянно при-

сутствуют смешаннослойные образования (10–15%), но в отложениях, залегающих на глубине более 4000 м, их количества ничтожно малы. Монтмориллонит обнаружен преимущественно в обнажениях (10–15%, Варзык, Нарын, Чангырташ). Нефтегазоносность пласта III региональная, этот пласт – один из объектов добычи в Нарынской и Наймано–Ачисайской зонах.

Выделенные нами в палеогеновых отложениях пять литолого–фациальных комплексов отличаются как по условиям формирования и составу ассоциаций глинистых минералов, так и по степени катагенетических преобразований. Наиболее специфичен комплекс верхнепалеоценовых отложений осолоненной лагуны аридного климата, когда одним из ведущих минералов ассоциаций явился палыгорскит, в то время как в зоне крайнего морского мелководья того же времени характерно широкое развитие гидрослюды с присутствием хлорита и смешаннослойных образований. Развитие трансгрессии привело к образованию мелководного нормального морского бассейна в туркестанское время, для глинистой составляющей пород которого характерно большое количество монтмориллонита, гидрослюды и наличие хлорита и смешаннослойных образований. Регрессивный этап развития бассейна, условия опресненной лагуны характеризуются высоким содержанием гидрослюды, возрастанием роли хлорита, наличием монтмориллонита и смешаннослойных образований, отсутствием палыгорскита.

Однако такая четкая приуроченность ассоциаций глинистых минералов к литолого–фациальным зонам выдерживается не всегда, так как состав ассоциаций контролируется и катагенетическими преобразованиями отложений. С ростом глубин погружения примерно до 3000 м возрастает роль гидрослюды и хлорита и сокращается количество набухающих компонентов. Дальнейшее погружение до 5000–6000 м приводит к их полному исчезновению – ассоциации становятся двухкомпонентными и состоят из гидрослюды и хлорита.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М., Симоненко И.А., Саидходжаев Ш.Г. и др. Глинистые покрышки залежей нефти и газа мезозойских и палеогеновых отложений Ферганской впадины. Ташкент: Фан, 1977.
2. Габрильян А.М. Литология, палеогеография и вопросы нефтеносности верхнего мела и палеогена Ферганской депрессии. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1957.
3. Габрильян А.М., Зхус И.Д., Климова Л.Т. и др. Мезозойские и кайнозойские отложения Ферганской и Иссык–Кульской впадин. М.: Наука, 1965.
4. Геккер Р.Ф., Осипова А.И., Бельская Т.Н. Ферганский залив палеогенового моря Средней Азии (фауна, флора, условия их обитания и развития). М.: Изд-во АН СССР, 1962, т. I–II.
5. Зхус И.Д. Глинистые минералы и их палеогеографическое значение. М.: Наука, 1966.

6. З х у с И.Д. Особенности формирования залежей нефти и газа в связи со стадийными преобразованиями глинистых минералов. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1975, вып. 5.
7. З х у с И.Д. Глинистые минералы различных климатических и гидрохимических зон на разных стадиях литогенеза. - Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 2.
8. З х у с И.Д., Власова Л.В. Некоторые особенности экранирующих свойств глубокопогруженных глинистых толщ. - Докл. АН СССР, 1977, т. 237, № 4.
9. З х у с И.Д., Саркисян С.Г., Макарова Л.Н., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977.

Г. Н. КОМАРДИНКИНА, Н. И. ЩИГОЛЕВА

ВЗАИМОЗАВИСИМОСТЬ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ СЕНОМАНА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

При изучении проницаемых нефтегазосодержащих толщ большое внимание уделяется литологическим особенностям пород и палеогеографии времени их образования, что позволяет выявить закономерности строения и распределения пород-коллекторов, обуславливающих характер размещения залежей нефти и газа. По литолого-фациальным признакам среди сеноманских отложений нами выделены аллювиальные и озерно-аллювиальные образования раннего сеномана (нижняя большая часть разреза около 200 м), прибрежные аллювиально-дельтовые образования позднего сеномана и прибрежно-морские - сеноман-турона, составляющие в сумме 60-80 м [3].

В связи со сложным и неоднородным строением сеноманских отложений исследования включали детальное послойное изучение гранулометрии осадков, в значительной степени определяющей физические параметры пород и показатели среды переноса и аккумуляции песчаного материала [5, 6]. Кроме того, для выявления зависимости коллекторских свойств пород от часто менявшихся фациальных условий данные гранулометрического состава обрабатывались по методике Р. Пассега [1, 8] (всего более 150 анализов).

Продуктивные газоносные пласты-коллекторы приурочены главным образом к верхним горизонтам аллювиальных образований, а также к вышележащему прибрежному аллювиально-дельтовому и прибрежно-морскому комплексам пород. Именно в этом интервале и были проведены исследования коллекторских свойств на крупных поднятиях центральных и восточных районов севера Западной Сибири: собственно Уренгойском, Северо-Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и др.

На генетической диаграмме Р. Пассега песчано-алевритовые осадки собственно Уренгойского поднятия сгруппированы в не-

сколько генетических полей. Мощные пачки (30–45 м) хорошо отсортированных песчаников, слагающих регрессивные части ритмов (скв. 25, интервал 1250–1215 м, скв. 3, интервал 1290–1270 м, скв. 86, интервал 1240–1260 м, скв. 87, интервал 1260–1287 м, скв. 62, интервал 1200–1211) и залегающих с глубоким эрозионным врезом на подстилающих глинах, на диаграмме Р. Пассега отображены в поле рек и направленных течений. Максимальный размер зерен (С) составляет 0,2–0,31 мм, средний (М) – 0,037–0,17 мм. Комплекс литологических, структурно–текстурных признаков пород, небольшой размер зерен свидетельствуют о накоплении осадков в устьевых частях равнинных рек, обладающих относительно слабой силой потока.

Часть осадков перекрывающего комплекса пород определяет условия прибрежного мелководья, соответствующие, по данным В.В. Вебера и др. [1], авандельтовым, где накапливались более мелкозернистые и отсортированные алевритовые породы с С, равным 0,09–0,18 мм, М – 0,35–0,08 м.

Значительное количество анализов (верхние 30–35 м разреза) характеризует спокойную обстановку (поле спокойной воды и лагуны) обширных прибрежных депрессионных пойменных участков дельты с многочисленными отчлененными рукавами, озерными водоемами, затишными лагунами на прибрежном мелководье. Здесь С не выше 0,2 мм, М составляет 0,0016–0,022 мм. Характер кумулятивных кривых для всех отмеченных зон в связи с изменчивостью литологического состава изменяется от крутого, свойственного осадкам хорошей отсортированности, через промежуточный до пологого. Таким образом, результаты интерпретации данных гранулометрического анализа с помощью диаграммы Р. Пассега не противоречат сделанным ранее выводам об условиях формирования описываемых отложений Уренгойской площади [2].

При анализе генетических полей и коллекторских свойств Уренгой установлено, что высокая открытая пористость (30–32%, единично до 36%) свойственна осадкам рек и направленных течений, возможно, в их приустьевых частях. Несколько ниже (26–29%) пористость у алевролитов и мелкозернистых алевритовых песчаников поднятых частей шельфа подводно–дельтового (авандельтового прибрежно–морского) происхождения. Открытая пористость алевролитов спокойной воды и лагун пойменно–дельтовых участков составляет 20–25% (в отдельных случаях 15%).

Взаимосвязь условий образования сеноманских отложений и их коллекторских свойств определяется и при анализе проницаемости. Песчаники и алевролиты рек и направленных течений (подводно–дельтовых выносов, поднятых частей шельфа) характеризуются сравнительно высокой проницаемостью (600–1400 мД, коллекторы I–II классов, по А.А. Ханину). Проницаемость алевролитов спокойной воды и лагун значительно ниже – до 100 мД, реже 100–290 мД (они относятся к III–IV классам коллекторов).

На территории Ямбургского поднятия формирование сеноманских отложений происходило в условиях, близких описанным [4]. Эта территория составляла единую палеогеографическую область с Уренгойским мегавалом.

Песчаные породы (скв. 4, интервалы 1192–1195, 1220–1224 м и ниже) характеризуются небольшим (10–15%) содержанием цемента, хорошей отсортированностью, подтверждаемой крутым наклоном кумулятивных кривых. С зерен составляет 0,17–0,26 мм, М – около 0,11 мм. На генетической диаграмме эти осадки попадают в поле русловых потоков и направленных течений. По литологическим признакам, положению в разрезе и близости фациальных условий с Уренгоем можно предположить активный перенос и отложение осадков в дельтовой зоне рек.

Большое количество анализов из верхних 40–50 м разреза сеномана (скв. 4, 23 и 10) соответствует полю спокойной воды и впадин, характеризующихся гидродинамически спокойной обстановкой, свойственной прибрежным водоемам, отчлененным участкам заливно–лагунного побережья, а также впадинам, находящимся на удалении от прибрежной полосы моря. С составляет 0,076–0,145 мм, М – 0,009–0,015 мм. Открытая пористость песчаных осадков речного и дельтового генезиса достигает, как и на Уренгойском поднятии, высоких значений – 31–38%, проницаемость – 1290–3300 мД. Открытая пористость осадков гидродинамически спокойных зон редко превышает 20% (скв. 23), проницаемость составляет единицы и десятые доли миллидарси.

Отмеченные выше особенности распределения осадков по разрезу и их смена сохраняются в пределах Северо–Уренгойской и Семаковской площадей. У осадков верхней части разреза, отвечающих гидродинамически спокойным участкам, пористость не превышает 20–21%, проницаемость одна из самых низких – 1,5 мД, что вызвано повышенным содержанием в породе карбонатной примеси. Пористость отложений речных выносов, рукавов дельты с низким содержанием глин составляет 21–35%, проницаемость 700–1800 мД (скв. 37, интервал 914–930 м).

В пределах Заполярного месторождения изучались верхние горизонты аллювиальных отложений и перекрывающий их прибрежный переходный комплекс пород общей мощностью до 100 м, отличающийся значительной полифациальностью. В отличие от Уренгоя (по данным свыше 50 анализов) здесь большое распространение получили алеврито–песчаные осадки рек и направленных течений, свидетельствующие о том, что поступательное движение вод играло большую роль в накоплении обломочного материала. Для осадков рек (скв. 3, интервал 1230–1240,5 м и ниже) С составляет 0,02–0,35 мм. Кумулятивные кривые имеют крутой наклон, что свойственно отсортированным осадкам. Породы косослоистые, неплотные, с обилием обугленного растительного детрита. Эти пласты в разрезе достигают большой (10–30 м) мощности и приурочены к регрессивным частям ритмов.

Осадки поля спокойной воды пойменно-озерной обстановки с M , равным $0,011-0,18$ мм, отличаются меньшим заилением по сравнению с верхней частью разреза Уренгойской площади. Ими слагаются трансгрессивные части ритмов. Некоторое количество анализов отвечает типичной лагунной обстановке, где S повышается до $0,2$ мм, что также отличает эти образования от аналогов в пределах Уренгойской, Ямбургской и других изученных площадей.

Много точек попадает в область направленных течений и при-мыкающую к ней зону авандельтовых образований. У алеврито-песчаных осадков верхнего незаконченного ритма в скв. 3 (интервал $1180-1210$ м), представляющего собой, по-видимому, дельтовый вынос в море, S меняется от $0,105$ — до $0,27$ мм, M — от $0,015$ до $0,085$ мм. Особую группу образует пачка крупнозернистых однородных, хорошо отсортированных алевритов с тонкой косой и косо-волнистой слоистостью, залегающая в верхах разреза (интервал $1144-1158$ м), где S составляет $0,185-0,27$ мм, M — $0,085-0,11$ мм. Описываемые породы перекрываются глинами туронского возраста. По положению в разрезе и литологическим признакам алевриты могут быть отнесены к подводно-дельтовым прибрежно-морским образованиям, завершающим русловый поток. Они обладают лучшими коллекторскими свойствами: их пористость $29-42\%$, проницаемость $1190-3325$ мД (у отдельных образцов).

При изучении связи пористости с типами осадков Заполярного поднятия установлено, что пористость песчаников рек составляет $33-36\%$, алевролитов и песчаников направленных течений и авандельты — $30-33\%$ (в отдельных образцах до 42%), алевролитов спокойной воды и лагуны — $20-22\%$. Проницаемость алеврито-песчаных пород рек и авандельты достигает $2095-3026$, иногда 3325 мД.

В заключение нужно отметить, что при сравнении рассматриваемых отложений центральных и восточных районов (Уренгойского, Ямбургского, Заполярного и других месторождений) следует, что в центральных районах большое количество анализов сгруппировано в левых полях, это связано с меньшим размером зерен и увеличением пелитовой фракции, характерных для условий прибрежного мелководья и прибрежно-морских. На Заполярном поднятии наблюдается укрупнение минеральных зерен, увеличение гранулометрических показателей и приуроченность отложений к правым полям, что свойственно континентальным условиям и формированию осадков аллювиального (руслового) генезиса, обладающих более высокими фильтрационно-емкостными показателями.

По сравнению с прежними представлениями [7] среди аллювиальных осадков дифференцированы алеврито-песчаные дельтовые отложения, также относимые к числу коллекторов высокого класса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вебер В.В., Горская А.И., Глебовская Е.А. Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. М.: Гостоптехиздат, 1960.
2. Комардинкина Г.Н. Особенности строения сеноманской продуктивной толщи Уренгойского месторождения. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1977, вып. 6.
3. Комардинкина Г.Н. Аллювиально-дельтовые образования сеномана севера Западно-Сибирской плиты и их газоносность. - В кн.: Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1978.
4. Комардинкина Г.Н., Шиголева Н.И. Литолого-фациальные особенности сеноманской продуктивной толщи Ямбургского месторождения газа (Западная Сибирь). - В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений: Реф. сб. ВНИИгазпрома, 1976, № 4.
5. Породы-коллекторы нефтегазоносных районов Западной Сибири/ Г.Н. Гурова, Е.Г. Сорокина, Л.П. Алекина, Т.Ф. Антонова и др. М.: Недра, 1971.
6. Рухин Л.Б. Основы литологии. М.: Гостоптехиздат, 1961.
7. Ханнанов З.Д., Ибрагимова Т.А. Зависимость коллекторских свойств от условий осадконакопления (на примере сеноманских отложений севера Тюменской области). - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1975, № 1.
8. Passequa R. Texture as characteristics of clastic deposition. - Bul. AAPG, 1957, vol. 41, N 9.

Н. С. ЛАГУТЕНКОВА, И. Э. СОРОКИНА РИТМИЧНОСТЬ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ПЕРМО-ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Пермо-триасовые отложения Восточного Предкавказья до сих пор остаются слабо изученными из-за сложности геологических условий и недостаточного количества фактического материала. Большинство экземпляров найденной фауны в этих отложениях имеет плохую сохранность, поэтому однозначно установить их видовую принадлежность не всегда возможно. В связи с этим изучение литологических особенностей и условий осадконакопления приобретает особо важное значение.

Пермо-триасовый комплекс представляет собой единый крупный этап осадконакопления, включающий ритмы более мелкого порядка, в котором отложения верхов куманской, нефтекумской и молоденнинской свит составляют первый ритм. Аналогичное ритмичное строение имеют пермо-триасовые отложения Мангышлака [1]. Осадки, отвечающие времени максимального развития трансгрессии морских вод, принимаются нами за начало ритма, а заканчивается ритм серией регрессивных осадков.

В основании первого ритма залегают пестроцветные песчано-алеврито-глинистые породы с прослоями мергелей и известняков верхней части куманской свиты, отвечающие началу трансгрессий (базальный горизонт) пермо-триасового времени. Характерной особенностью отложений базального горизонта является наличие значительного количества карбонатного материала, содержание которого растет вверх по разрезу. Он наблюдается как в виде цемента, так и в виде прослоев. Карбонатность терригенных пород составляет 5-17%, а пелитоморфных известняков - 70-80%. Вверх по разрезу изменяется и цвет отложений: они приобретают сероцветную окраску. Породы тонкогоризонтально-, полого- и волнистослоистые. Слоистость обусловлена скоплением глинисто-алевритового материала, растительного детрита и гидроокислов железа. Часто слоистость нарушена ходами илюедов.

Алевролиты и песчаники кварц-полевошпатовые, (обломочный материал плохо отсортирован и окатан), содержат большое количество растительного детрита, гидроокислов железа, пирита и зерна глауконита. Цемент карбонатный - поровый, гидрослоистый и участками каолинитовый - пленочный. Известняки и известковистые доломиты серые и буровато-серые, слоистые, тонкоплитчатые, сильноглинистые, с примесью алевритового материала. Встречаются прослой органогенно-детритовых известняков (площади Зимняя Ставка, скв. 97; Плавненская, скв. 7), сложенные перекристаллизованными обломками брахиопод, остракод, иглокожих и многочисленных водорослей, с небольшой примесью алевритового материала, глобулей пирита. Все породы сильно трещиноваты. Трещины заполнены глинисто-карбонатным веществом и гидроокислами железа, реже кремнистым материалом и битумом. Встречается небольшая примесь пеплового материала, но иногда он образует небольшие прослои.

На ряде площадей на границе куманской и нефтекумской свит развит прослой ожелезненного оолитового известняка мощностью 1,5-2 м. Мощность базального горизонта составляет от нескольких метров до 250 м (Совхозная, скв. 2), но чаще 30-65 м. На некоторых площадях (Мартовская, скв. 18; Русский Хутор Центральный, скв. 90; Душетская, скв. 1; Южно-Буйнакская, скв. 1) базальный горизонт представлен брекчированными известняками с примесью терригенного материала, мощностью 10-15 м; в этих случаях пласт относят к основанию нефтекумской свиты. Возраст рассматриваемых отложений по единичным находкам фауны плохой сохранности условно принят как верхнепермско-нижнетриасовый. Как уже отмечалось, литолого-фациальные особенности свидетельствуют о начале трансгрессии морских вод, которая наибольшего расцвета достигала в период накопления осадков нефтекумской свиты. Поэтому отложения верхней части куманской свиты логичнее относить к нефтекумской свите.

Нефтекумская свита развита повсеместно и отсутствует только в пределах Озек-Суатского свода и на отдельных структурах

Прикумского поднятия. Она сложена преимущественно карбонатами различного типа и генезиса. В нижней части разреза залегают известняки темно-серые, редко с кремоватым оттенком, пелитоморфные, мелко-среднезернистые, глинистые, плитчатые, горизонтально-слоистые. Встречаются прослои мергелей и аргиллитов доломитизированных, иногда небольшие прослои обломочных известняков, гравелитов, песчаников, состоящие в основном из угловатых обломков пелитоморфных известняков, сцементированных пелитоморфно-мелкозернистым карбонатом, с включением углефицированных, пиритизированных растительных остатков. В отложениях этой части нефтекумской свиты встречаются обломки фауны пелеципод, остракод, иглокожих, остатки водорослей. Известняки трещиноваты; трещины заполнены мелко-среднезернистым кальцитом и доломитом. Описанные отложения отвечают времени максимального развития трансгрессии морских вод. Мощность их 80-90 м.

Отложения верхней части разреза нефтекумской свиты соответствуют начальному моменту сокращения трансгрессии и отличаются пестротой литологического состава. На большей части территории южной прибортовой части Восточно-Маньчского прогиба и запада Прикумского поднятия они представлены преимущественно биогермными известняками и доломитами, органогенно-обломочными, комковатыми, пелитоморфно-мелкозернистыми и другими известняками, слагающими органогенные постройки и сопутствующие им отложения. Центральная часть органогенных построек сложена в основном светло-серыми биоморфными известняками, сахаровидными, пористыми, типа рухляков и сгустково-микрокомковатыми водорослевыми известняками, с прослоями вторичных доломитов (площади Колодезная, скв. 27; Величаевская, скв. 13; Зимняя Ставка, скв. 8, и др.). Известняки химически чистые (карбонатность 95-99,8%), с характерной реликтовой, узорчатой, иногда пятнистой или массивной текстурой.

Среди фаунистических остатков наблюдается большое количество пелеципод, гастропод, иногда толстостенных, обломков ежей, фораминифер, спикул губок, единичные экземпляры строматопор и многочисленные водоросли - сине-зеленые, багряные, сифонокковые; встречены кораллы. На площади Зимняя Ставка (скв. 92, глубина 3530-3535 м) Л.И. Осиповой определены водоросли, которым придается значение рифостроителей [2]. Для биоморфных известняков характерно наличие большого количества пор, трещин, каверн. При бурении таких зон керн практически не выносится, отмечается интенсивное поглощение раствора, высокая минерализация вод. К ним приурочены основные фонтаны нефти. Мощность отложений 400-730 м и более (площадь Русский Хутор Центральный, скв. 91).

Периферийные части и склоны органогенных построек сложены известняками различного генезиса: пелитоморфно-микрозернистыми, органогенно-обломочными (гравелито-брекчия, песчаники и

алевролиты) и биоморфными. Известняковые гравелито-брекчии, песчаники и алевролиты состоят в основном из обломков известняков, слагающих центральную часть органогенных построек. В них содержится большое количество фауны брахиопод, крупных гастропод, фораминифер, остракод, мшанок и множество округлых и нитевидных водорослей. Текстура пород беспорядочная и слоистая. Слоистость обусловлена чередованием пелитоморфно-микрoзернистых, обломочных и других разновидностей известняков. Карбонатность пород 70-90%.

Постепенно с удалением от органогенных построек в отложениях возрастает примесь глинистого материала, а карбонатность падает до 60%, в единичных прослоях - до 30%. Между органогенными постройками отмечаются толщи, сложенные преимущественно глинистыми пелитоморфно-микрoзернистыми известняками, с прослоями органогенно-детритовых известняков, мергелей и известковистых аргиллитов. Породы слоистые, трещиноватые, с большим количеством стилолитовых швов, неравномерно перекристаллизованные. Вторичные поры заполнены кремнеземом, доломитом, крупнокристаллическим кальцитом. Мощность этих отложений значительно меньше мощности органогенных карбонатов и не превышает 100-200 м.

По окраинам Озек-Суатского свода нефтекумская свита сложена бурыми и пестроцветными доломитами и известняками с прослоями брекчий растрескивания и мергелей, отвечающими, по-видимому, лагунной зарифовой фации. Все породы инфильтрованы значительным количеством гидроокислов железа. Фауна почти полностью отсутствует или очень плохой сохранности, но значительно возрастает содержание углистых включений, растительных остатков. В небольшом количестве появляется сидерит.

В пределах зоны распространения органогенных построек на отложениях нижней части разреза и лишь в отдельных скважинах верхней части разреза нефтекумской свиты залегают породы култайской подсвиты, представленные брекчированными, комковатыми и пелитоморфно-микрoзернистыми известняками с большим содержанием обломочных известняков. В последних обломки органогенно-детритовых, сахаровидных известняков сцементированы крупно-среднезернистым кальцитом.

Комплексом карбонатных пород верхней части нефтекумской свиты и култайской подсвиты завершается трансгрессивный цикл осадконакопления. Перекрывающая эти отложения мощная (до 460 м) толща монотонных сероцветных терригенно-карбонатных пород демьяновской подсвиты носит явно регрессивный характер, особенно в ее верхней части. Толща представлена переслаиванием темно-серых глинистых известняков и мергелей с прослоями почти черных известковистых аргиллитов; в верхней части присутствуют оолитовые и брекчированные карбонатные породы. Количество песчано-алевролитового материала возрастает вверх по разрезу (до 45%), особенно в восточных районах, где в верхах свиты

появляются прослои песчано-алевритовых пород. Для отложений демьяновской подсвиты характерно высокое содержание пеплового материала, пирита, углефицированных растительных остатков, сидерита. Фаунистические остатки представлены в ней богатым комплексом аммоноидей, фораминифер, пелеципод, брахиопод, но все они приурочены к разрезам южной прибортовой части Восточно-Маньчжурского прогиба; лишь единичные угнетенные формы встречаются в разрезах западной части прогиба и пока совсем не обнаружены на структурах Прикумского поднятия.

Таким образом, несмотря на различия в строении отдельных разрезов отложений верхней перми-нижнего триаса четко вырисовывается общая направленность процесса осадконакопления во времени, которая выражается и в смене литологического состава пород. Ритм начинается трансгрессивной серией, в основании которой залегают терригенно-карбонатные образования базального горизонта, часто содержащие глауконит; выше они сменяются пелитоморфными и тонко-мелкозернистыми известняками; в конце трансгрессивного - начале регрессивного цикла в благоприятных участках бассейна накапливались органогенные породы; заканчивается ритм серией регрессивных - карбонатно-терригенных осадков. Особенность ритма - его асимметричное строение: трансгрессивная часть по мощности значительно больше регрессивной вследствие того, что пермско-нижнетриасовый ритм является в целом трансгрессивной частью пермско-триасового этапа осадконакопления.

Исходя из этапности строения разреза, логичнее верхнюю часть куманской свиты относить к низам нефтекумской свиты, как ее базальный горизонт, а низы култайской подсвиты считать фаціальным аналогом нефтекумской свиты.

Биогермные известняки и доломиты, слагающие верхи трансгрессивной серии ритма, могут служить хорошими резервуарами для скопления углеводородов, а глинисто-карбонатные и глинистые образования начала регрессивной серии ритма - надежными покрывками. Существовавшие на границах ритмов перерывы, часто значительные по времени, привели к полному или частичному разрушению залежей нефти в отложениях нефтекумской свиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мстиславский М.М. Циклы осадконакопления на границе перми и триаса. - Сов. геол., 1977, № 12, с. 37-49.
2. Мышкова Ю.Ф. Условия осадконакопления и петрография пород триаса Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ВНИГНИ, 1975. 24 с.

СОДЕРЖАНИЕ

М.В. Корж, С.И. Филина, М.С. Зонн. Методика палеогеографических исследований с целью поиска ловушек неантиклинального типа (на примере Западно-Сибирской плиты)	3
Н.А. Михайлова. Литолого-фациальные закономерности размещения ловушек различного типа в терригенной толще девона Волго-Уральской провинции	16
И.Д. Зхус, А.Е. Браун, В.А. Фаддеев. Литолого-фациальные и палеогеографические построения по глинистым минералам в нефтяной геологии	23
С.И. Филина. Роль крупномасштабного литолого-фациального картирования при поиске литолого-стратиграфических залежей (на примере Федоровского месторождения)	34
М.С. Зонн. Картирование зон выклинивания и фациального замещения в мезозойских отложениях запада Западно-Сибирской плиты	47
Г.Н. Комардинкина. Палеогеографические и палеогеоморфологические предпосылки формирования залежей газа в континентальных толщах (на примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири)	57
С.В. Кузнецов, В.Ф. Мазанов, А.М. Красовский. Роль цикличности осадконакопления в прогнозировании региональных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия	64
Н.С. Лагутенкова, И.Э. Сорокина. Литолого-фациальные особенности нефтегазоносности биогермных образований (на примере карбонатных отложений нижнего триаса Восточного Предкавказья)	68
Т.Н. Прозвешалова. Особенности строения и палеогеография раннемеловых отложений севера Западно-Сибирской плиты - критерии выявления различных типов ловушек нефти и газа	79
Л.Н. Макарова. Использование особенностей глинистого вещества для оценки фильтрационно-емкостных параметров пород (V горизонт палеогена Ферганы, его аналог в Южно-Таджикской впадине и покрывка)	88
С.Г. Саркисян. Предпосылки использования литолого-фациального анализа в нефтепромысловой геологии	95
Л.В. Власова. Литолого-фациальные нефтегазоносные комплексы палеогеновых отложений Ферганской впадины	102
Г.Н. Комардинкина, Н.И. Щиголева. Взаимозависимость условий формирования и свойств пород-коллекторов сеномана севера Западной Сибири	114
Н.С. Лагутенкова, И.Э. Сорокина. Ритмичность осадконакопления карбонатного комплекса пермо-триасовых отложений Восточного Предкавказья	118

УДК 550.012:551.8(553.98)

Методика палеогеографических исследований с целью поиска ловушек неантиклинального типа (на примере Западно-Сибирской плиты). Корж М.В., Филина С.И., Зонн М.С. - В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 3-16

В результате литолого-фациальных и палеогеографических исследований мезозойских отложений Западной Сибири, анализа методов литологического картирования предложена схема палеогеографических исследований на различных этапах геолого-поисковых работ, а также методика литолого-фациального картирования зон выклинивания и фациального замещения.

Табл. 1, библи. 18 назв.

УДК 553.98.0.61.4+551.31(470.4/5)

Литолого-фациальные закономерности размещения ловушек различного типа в терригенной толще девона Волго-Уральской провинции. Михайлова Н.А. - В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 16-23.

В статье на основании многолетних детальных литологических исследований автором сделаны выводы о закономерностях размещения различных типов неантиклинальных ловушек, встречающихся в терригенной толще девона Волго-Уральской провинции.

Ил. 1, библи. 3 назв.

УДК 551.8:552.52:553.98

Литолого-фациальные и палеогеографические построения по глинистым минералам в нефтяной геологии. Зхус И.Д., Браун А.Е., Фаддеев В.А. - В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 23-33.

Показаны палеогеографические обстановки, благоприятные для формирования пород с различными фильтрационно-емкостными параметрами. Рассмотрены возможности изменения коллекторских и флюидоупорных свойств терригенных пород на разных стадиях литогенеза. Приведены материалы, свидетельствующие о влиянии не только давления и температуры, но и электрического тока на формирование и преобразование глинистых ассоциаций нефтегазоносных отложений.

Библи. 14 назв.

УДК 550.8:551.8:553.98

Роль крупномасштабного литолого-фациального картирования при поиске литолого-стратиграфических залежей (на примере Федоровского месторождения). Филина С.И. - В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 34-47.

На примере ряда пластов Федоровского месторождения, отличающихся по генезису, показана роль различных типов литолого-фациальных построений, позволяющих выявлять литолого-стратиграфические ловушки.

Ил. 2, библи. 9 назв.

УДК 551.7.022+551.8

Картирование зон выклинивания и фациального замещения в мезозойских отложениях запада Западно-Сибирской плиты. Зонн М.С. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 47-56.

Рассматриваются вопросы применения метода интерпретации электрокаротажных характеристик песчаных пластов юрских продуктивных отложений Трехозерного месторождения Шаимского нефтегазоносного района, построения карт электрокаротажных характеристик в целях выявления генетической природы прибрежно-морских аккумулятивных форм как ловушек нефти и газа. На примере изучения новопортовской толщи одноименного месторождения описывается применение методики крупномасштабного картирования зон выклинивания и фациального замещения, предложенной в ИГиРГИ.

Ил. 2, библи. 7 назв.

УДК [551.8+551.4:56]:553.98.061.3(571.1)

Палеогеографические и палеогеоморфологические предпосылки формирования залежей газа в континентальных толщах (на примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири). Комардинкин Г.Н. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 57-64.

Установлена палеогеографическая и палеотектоническая взаимозависимость в формировании резервуаров и покрышек верхнего мела севера Западной Сибири. Развитие высокоамплитудных структур по времени совпадает с накоплением мощной глинистой толщи пород позднего мела. Их интенсивный рост приходится на периоды максимальной трансгрессии и регрессии морского бассейна. Изучение генетических и геоморфологических особенностей алеврито-песчаных образований сеномана показало, что в формировании ловушек газа большая роль принадлежит литологическому фактору. Последний обусловил накопление коллекторов руслового, дельтового, прибрежно-бассейнового происхождения.

Ил. 1, библи. 5 назв.

УДК 553.061.3

Роль цикличности осадконакопления в прогнозировании региональных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия. Кузнецов С.В., Мазанов В.Ф., Красовский А.М. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 64-67.

Рассмотрены особенности процесса цикличности осадконакопления. Показана связь между этапами процесса цикличности и формированием ловушек в зонах регионального выклинивания и стратиграфического несогласия.

Библи. 3 назв.

УДК .551.86:552.541(470.6)

Литолого-фациальные особенности нефтегазоносности биогермных образований (на примере карбонатных отложений нижнего триаса Вос-

точного Предкавказья). Лагутенкова Н.С., Сорокина И.Э. – В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. Л.: Наука, 1980, с. 68–79.

Литолого-фациальные исследования карбонатных образований нижнего триаса позволили уточнить условия их седиментации и отдельные черты палеогеографии, выявить в них зоны развития органогенных построек, закономерности в распределении пород-коллекторов и связанных с ними промышленных скоплений углеводородов.

Ил. 1, библи. 14 назв.

УДК 551:8.551.76:553.98 (571.1)

Особенности строения и палеогеография раннемеловых отложений севера Западно-Сибирской плиты – критерии выявления различных типов ловушек нефти и газа. Прозвешалова Т.Н. – В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 79–88.

На основе детальной корреляции разрезов нижнемеловых отложений, проведенной с применением методики изучения этапности осадочного процесса и палеогеографических исследований, впервые выделены конкретные стратиграфические комплексы с благоприятными коллекторскими и экранящими параметрами, выявлены закономерности распространения в них различных типов залежей и перспективные направления для поисково-разведочных работ.

Ил. 1, библи. 4 назв.

УДК 553.98.061.5:552.52 (575.13)

Использование особенностей глинистого вещества для оценки фильтрационно-емкостных параметров пород (V горизонт палеогена Ферганы, его аналог в Южно-Таджикской впадине и покрывка). Макарова Л.Н. – В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 88–95.

На основании изучения строения V горизонта и его экрана, а также состава содержащегося в нем глинистого вещества предложены дополнительные критерии для оценки и прогнозирования коллекторских и флюидоупорных свойств этого горизонта Ферганы, его аналога в Южно-Таджикской впадине и флюидоупора. Построены карты распределения мощностей, относительной глинистости и соответственно песчаности, особенностей глинистого вещества V горизонта и его покрывки, на которых выделены участки разной степени перспективности в отношении коллекторских и экранящих способностей.

Ил. 1, библи. 5 назв.

УДК 551.7.022+553.96

Предпосылки использования литолого-фациального анализа в нефтепромысловой геологии. Саркисян С.Г. – В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 95–102.

В статье рассматривается новое направление в литологии – нефтепромысловое, призванное решать вопросы, связанные с вскрытием продуктивных пластов, интенсификацией и эффективностью разра-

ботки залежей нефти и газа, промыслово-геофизическими работами, детальным изучением коллекторов и покрышек.

Одним из этапов, способствующих успешному решению указанных задач, являются палеогеографические и палеогеоморфологические исследования, позволяющие восстановить общий фон физико-географических обстановок геологического прошлого.

Библ. 15 назв.

УДК [552.5:553.98] + 551.77(575.1)

Литолого-фациальные нефтегазоносные комплексы палеогеновых отложений Ферганской впадины. В л а с о в а Л.В. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 102-114.

В статье рассмотрены особенности вещественного состава палеогеновых нефтегазоносных отложений Ферганской впадины, в которых выделены пять литолого-фациальных комплексов, различающихся по условиям формирования и литогенетического преобразования. Оценены трансформационные преобразования глинистых минералов на разных стадиях литогенеза и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Ил. 1, библ. 9 назв.

УДК 553.98.061:3:551.763(571.1)

Взаимозависимость условий формирования и свойств пород коллекторов сеномана севера Западной Сибири. К о м а р д и н к и н а Г.Н., Щ и г о л е в а Н.И. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 114-118.

В статье по данным детальных литолого-фациальных исследований обоснована зависимость коллекторских свойств пород от типа фаций. Выделены наиболее благоприятные площади с широким распространением отложений аллювиального генезиса, обладающих высокими фильтрационно-емкостными показателями.

Библ. 8 назв.

УДК 551.7.022+551.761(470.6)

Ритмичность осадконакопления карбонатного комплекса пермо-триасовых отложений Восточного Предкавказья. Л а г у т е н к о в а Н.С., С о р о к и н а И.Э. — В кн.: Литолого-фациальные и палеогеографические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1980, с. 118-122

На основе изучения литологических особенностей установлено циклическое строение пермо-триасового комплекса, в котором отложения верхней перми — нижнего триаса составляют первый ритм. Это позволило провести корреляцию отдельных толщ разнофациальных разрезов и выявить приуроченность коллекторов к определенным частям ритма.

Библ. 2 назв.

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ
И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

*Утверждено к печати
Институтом геологии
и разработки горючих ископаемых*

Редактор издательства
Л.С. Тапельзон

Художественный редактор
И.Ю. Нестерова

Технические редакторы
*Т.М. Нагишкина,
Н.М. Бурова*

ИБ № 17135

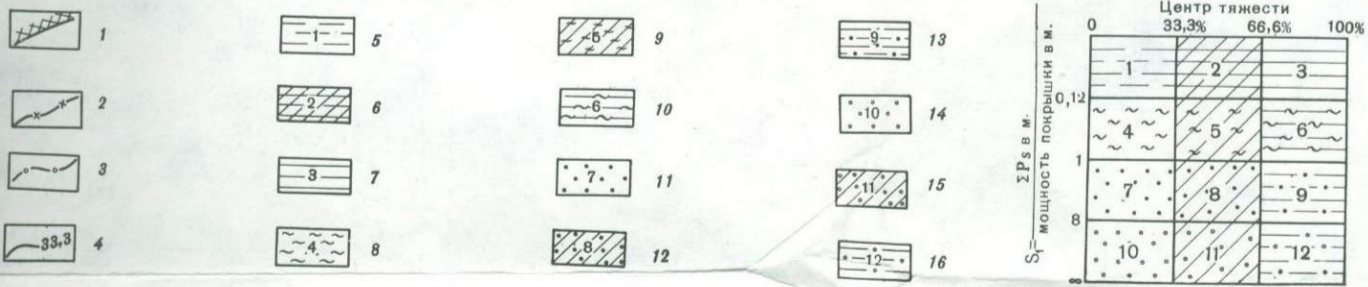
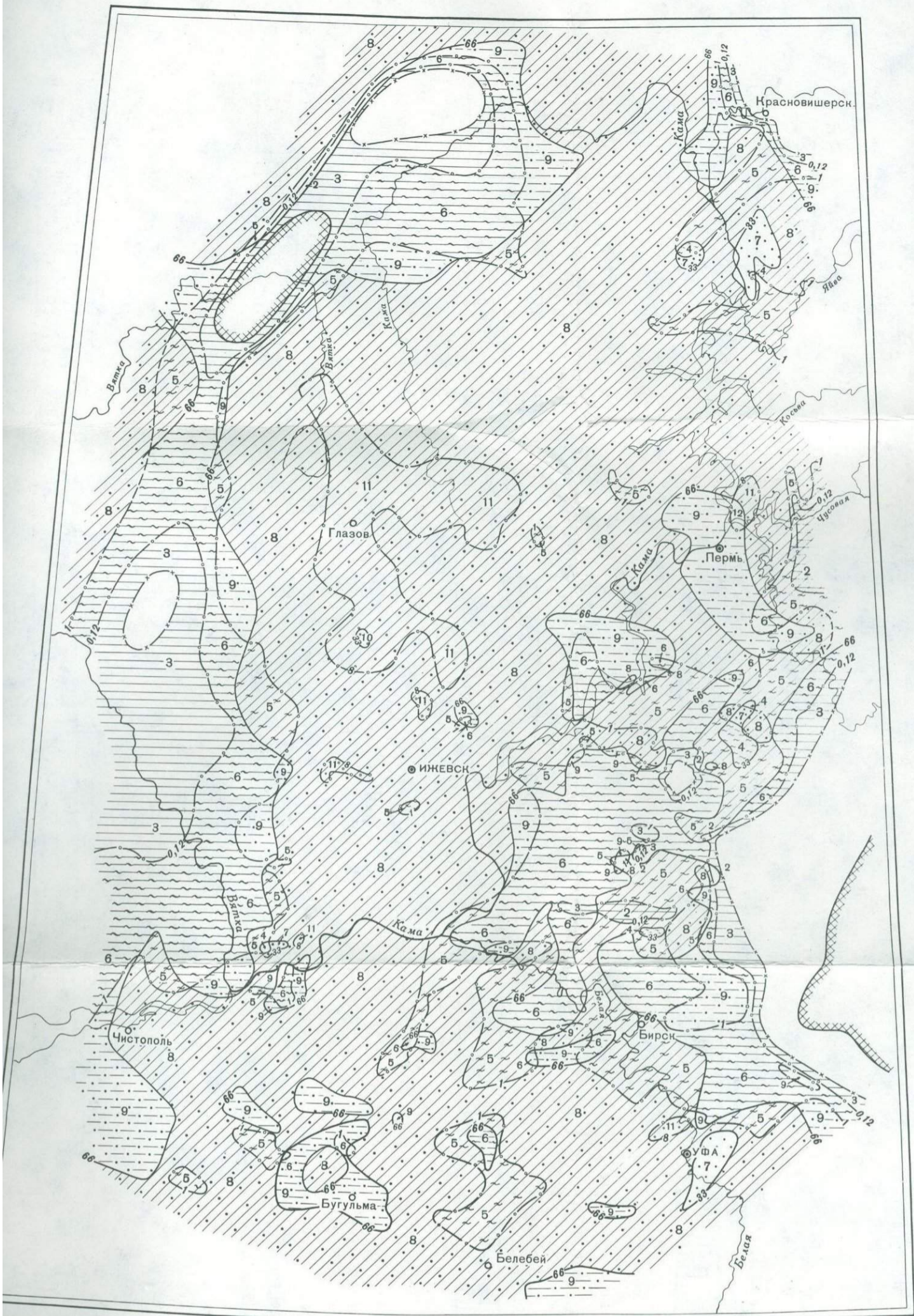
Подписано к печати 29.02.80. Т-03956
Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Печать офсетная. Усл.печ.л. 8,0 + 0,5 вкл. Уч.-изд.л. 10,0
Тираж 700 экз. Тип. зак. 157 Цена 1 р. 50 к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7,
Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90;

Офсетное производство 3-й типографии
издательства "Наука",
Москва, К-45, ул. Жданова, д. 12/1

1 р. 50 к.

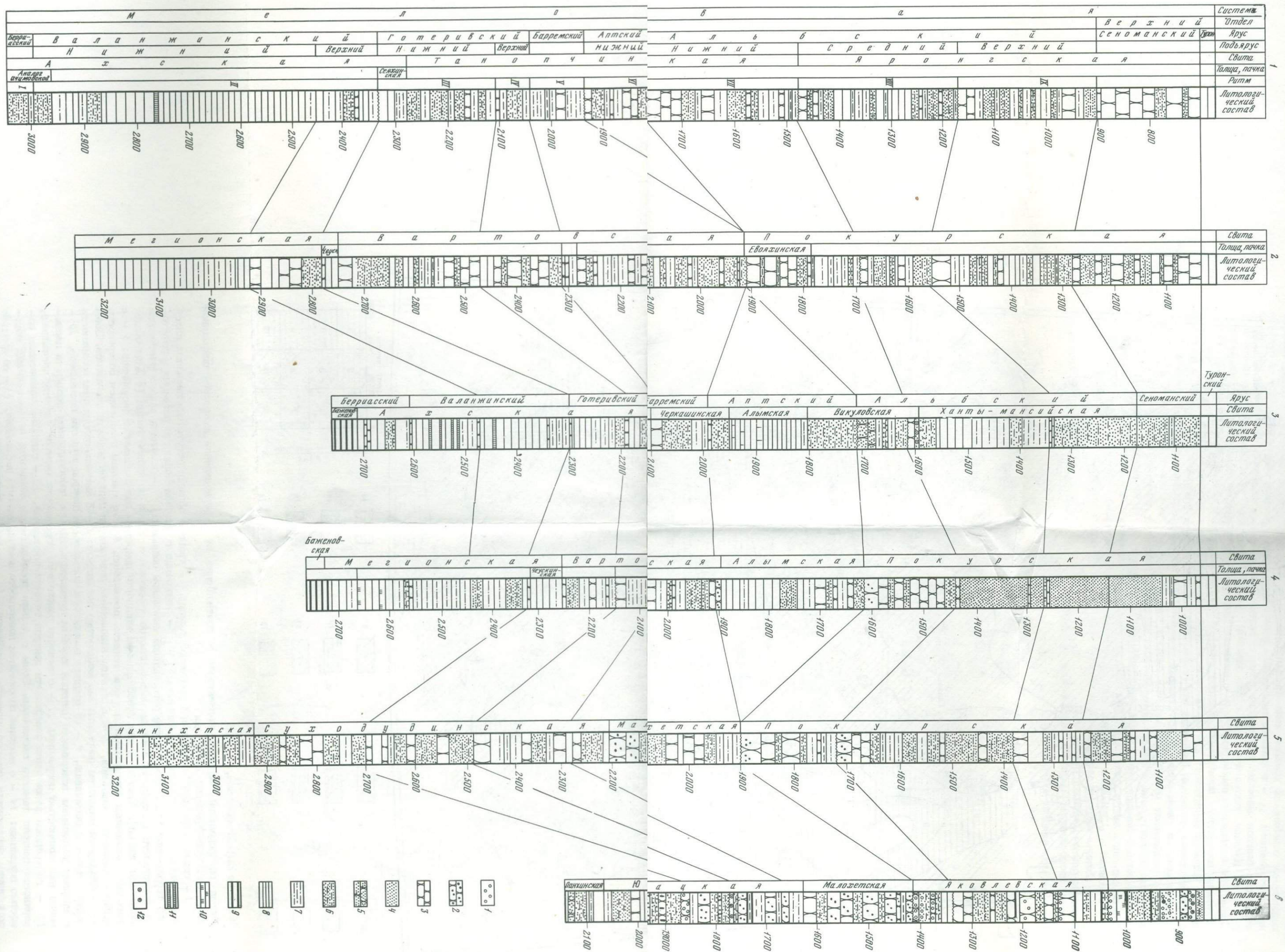
3257



К статье Н.А. Михайловой, стр. 16

Схема распределения песчаных коллекторов и соотношения их с региональной кыновской покрывкой в девоне Волго-Уральской провинции

1 - границы области отсутствия терригенной толщи; 2 - границы области отсутствия песчаных пластов в толще; 3 - изолинии коэффициента S_1 (S_1 - отношение суммарной мощности песчаных коллекторов терригенной толщи к мощности региональной кыновской покрывки); 4 - изолинии равных расстояний от поверхности центров тяжести песчаных пластов терригенной толщи до кровли толщи (в % от общей мощности толщи). Зоны с резким преобладанием мощности покрывки над мощностью песчаников: 5 - с высоким положением поверхности центров тяжести песчаников, 6 - со средним положением поверхности центров тяжести песчаников, 7 - с низким положением поверхности центров тяжести песчаников. Зоны с преобладанием мощности покрывки над мощностью песчаников: 8 - с высоким положением поверхности центров тяжести песчаников, 9 - со средним положением поверхности центров тяжести песчаников, 10 - с низким положением поверхности центров тяжести песчаников. Зоны с преобладанием мощности песчаников над мощностью покрывки: 11 - с высоким положением поверхности центров тяжести песчаников, 12 - со средним положением поверхности центров тяжести песчаников, 13 - с низким положением поверхности центров тяжести песчаников. Зоны с резким преобладанием мощности песчаников над мощностью покрывки: 14 - с высоким положением поверхности центров тяжести песчаников, 15 - со средним положением поверхности центров тяжести песчаников, 16 - с низким положением поверхности центров тяжести песчаников



К статье Т.Н. Процветаловой, стр. 80
 Сопоставление разрезов нижнемеловых отложений. Западно-Сибирской плиты.
 1 - гравелиты; песчаники: 2 - среднезернистые, 3 - мелкозернистые; 4 - пески; алевролиты: 5 - крупнозернистые, 6 - мелкозернистые; 7 - глины алевролитистые; 8 - глины; 9 - аргиллиты битуминозные;

10 - глины сидеритизированные; 11 - сидериты; 12 - лептохлориты
 Скважины (цифры над колонками): 1 - Арктическая 9-Р, 2 - Уренгойская 17-Р, 3 - Уватская 1-Р, 4 - Сургутская 51-Р, Находкинская 41-Р, 6 - Туруханская 1-Р