



УДК 553.982.23

СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПРОГНОЗЕ И ПОИСКАХ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК

В.В.Шуманский, Н.В.Танинская, Н.Н.Колпенская, И.С.Низяева, Н.Я.Васильев (ФГУ НПП «Геологоразведка»)

Рассмотрено несколько основных методов седиментационного моделирования: седиментологический анализ терригенных и карбонатных пород, ихнофациальный анализ, анализ фаций по данным ГИС в терригенных и карбонатных разрезах, литолого-петрографические исследования пород в шлифах с подсчетом параметров трещиноватости. Приведены примеры результатов применения методики седиментационного моделирования.

Ключевые слова: фация; ихнофация; обстановка осадконакопления; терригенные, карбонатные отложения.

В условиях значительной выработанности высокопродуктивных залежей УВ в антиклинальных структурах большинства нефтегазоносных провинций России основные перспективы прироста УВ-сырья в настоящее время связаны с неструктурными ловушками — глубокозалегающими сложнопостроенными ловушками литологического и стратиграфического типов. Выделение неструктурных ловушек по данным сейсморазведки затрудняется из-за их сложного строения и резкой фациальной изменчивости, поэтому при их прогнозе и поисках резко возрастает роль седиментационного моделирования, методы которого хорошо зарекомендовали себя при восстановлении условий осадконакопления, выявлении зон развития неструктурных ловушек и построении конкретных седиментационных моделей резервуаров.

Развитие седиментационного моделирования обеспечивается разработкой новых методик, основанных на комплексировании данных сейсморазведки с результатами палеофациальных реконструкций, выполненных на основе анализа скважинной информации с учетом конкретных геологических условий и этапов развития нефтегазоносных бассейнов. Методические приемы и последовательность их применения освещены в работах [1-5]. При проведении комплекса исследований особая роль отводится новым методам и повышается роль известных ранее. Рассмотрим некоторые методы, используемые при построении седиментационных моделей в терригенных и карбонатных комплексах.

Седиментологический анализ

При седиментологических исследованиях в терригенных отложениях на основе макроскопического послойного детального изучения керн определяются на-

бор и вещественный состав пород, цвет, характер переслаивания, способ напластования, границы слоев, текстурные особенности, зернистость, включения, органические и растительные остатки, ихнофоссилии, поверхности несогласий. В результате этих исследований выделяются литологические типы пород, литофации и фации. Отмечаются признаки вторичной минерализации, пористость и трещиноватость пород, характер нефтенасыщения.

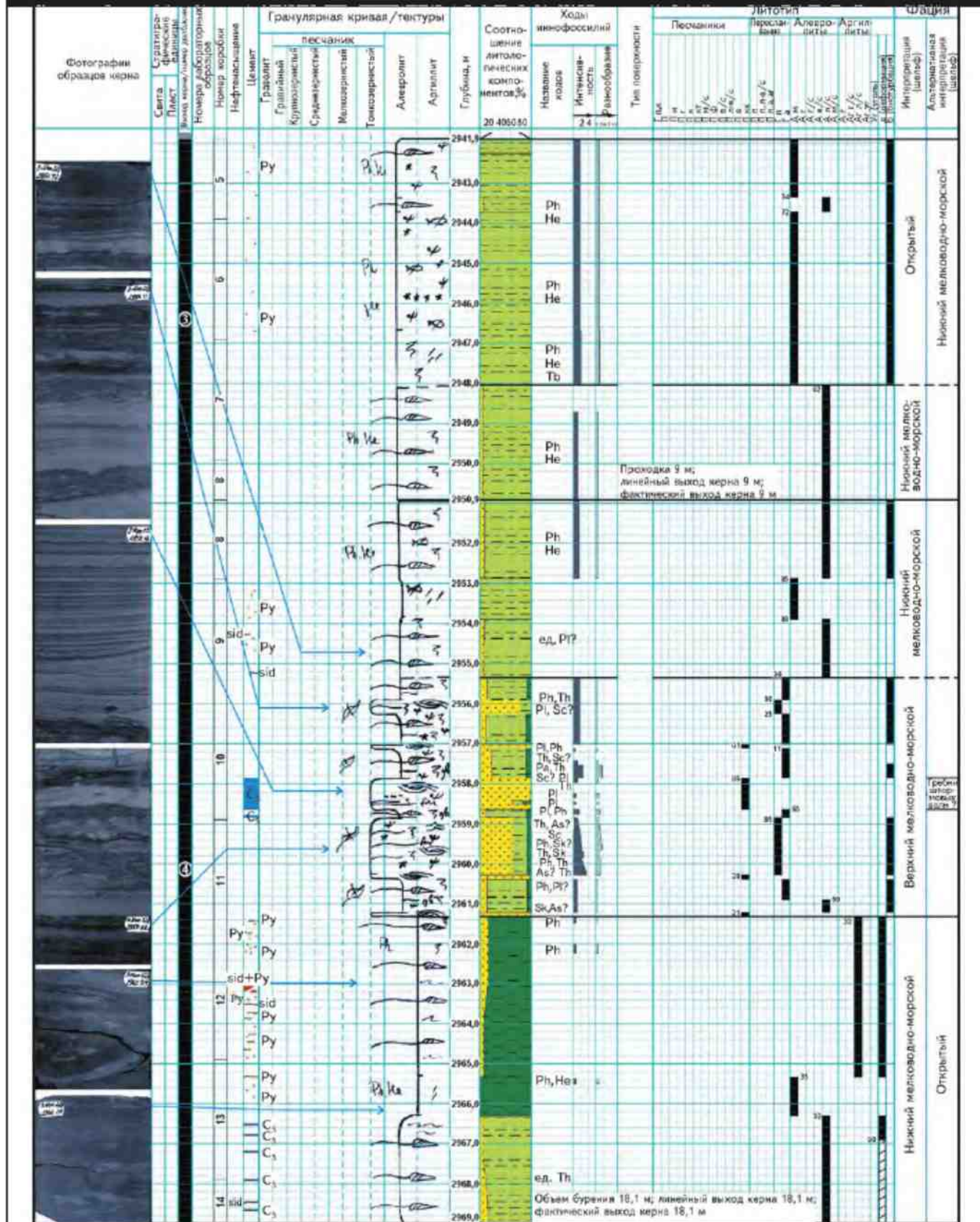
Все признаки пород, полученные в результате детальной характеристики керна и петрографических шлифов, отображаются на литолого-седиментологических колонках (в масштабе 1:50 или 1:100), на которых отмечаются также глубина бурения и интервалы долбления керна. Колонки строятся непосредственно при описании керна по разработанным схемам, а затем дополняются его фотографиями и результатами аналитических исследований (рис. 1).

Ихнофациальный анализ

Особая роль при выделении литофаций отводится ихнофациальному анализу, так как при изучении следов жизнедеятельности донных организмов (ихнофоссилий) непосредственно в керне делаются выводы о фациальных условиях образования пород.

Ихнофации пассивно связаны с глубиной бассейна седиментации, они имеют тенденцию изменяться в зависимости от глубины, стабильности субстрата, пищевых ресурсов, энергетических условий в придонной зоне, минерализации, насыщенности кислородом, температуры и т.д. Выделяется ряд ихнофаций [6], характерных для различных условий осадкообразования — различных глубин и энергетических режимов (рис. 2).

Рис. 1. ЛИТОЛОГО-СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО МЕЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПРОВИНЦИИ



Анализ фацций по данным ГИС в терригенных разрезах

В терригенных разрезах при проведении фациально-палеогеографических исследований незаменимым является метод электрометрических моделей фацций, разработанный В.С.Муромцевым [8]. Он основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). На основе анализа эталонных и конкретных электрометрических характеристик терригенных отложений выявляются электрофацции, что позволяет определять условия образования отложений в разрезах скважин, не охарактеризованных керном.

Детальные исследования юрских прибрежно-морских и ачимовских турбидитовых образований в Западной Сибири по более чем 3000 скважинам позволили дополнить систему типовых электрометрических моделей В.С.Муромцева [8] рядом прибрежно-морских дельтовых и глубоководно-морских турбидитовых фациальных комплексов [3, 5]. В процессе проведенных исследований разработана схема классификации и охарактеризованы 33 фацции в составе 6 генетических комплексов: аллювиального, прибрежно-морского, дельтового, мелководно-морского, склонового и глубоководно-морского (таблица). На основе изучения керна и фациальной интерпретации каротажных диаграмм проводится составление атласов фацций юрских и меловых отложений для конкретных регионов и месторождений (рис. 3).

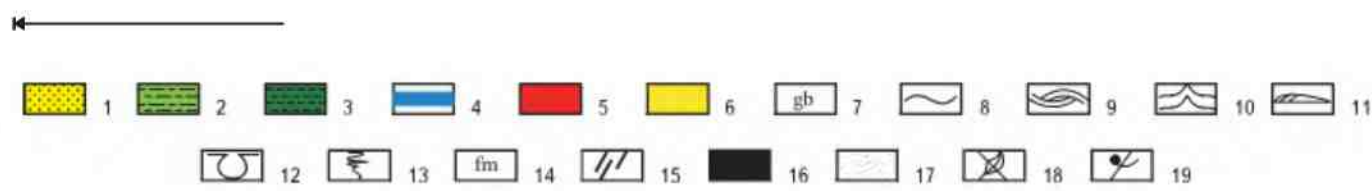
Рис. 2. ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ИСКОПАЕМЫХ СЛЕДОВ РОЮЩИХ ОРГАНИЗМОВ [7]



Анализ фацций и литотипов по данным ГИС в карбонатных разрезах

Методические приемы построения седиментационных моделей в карбонатных комплексах и их последовательность на примере изучения силур-девонских карбонатных комплексов в Тимано-Печорской провинции приведены в работах [2, 9-12].

На основе комплексного изучения керна глубоких скважин и интерпретации каротажа осуществляется расчленение карбонатного разреза, выявляются цикличность, литотипы, литофацции и фацции, латеральные и временные изменения в бассейне седиментации и проводятся палеогеографические реконструкции (рис. 4).



Типы пород: 1 – песчаник, 2 – алевролит глинистый, 3 – аргиллит; тип цемента: 4 – карбонатный; тип включений: 5 – сидерит (Sid), 6 – пирит (Py); текстуры: слоистость: 7 – градационная, 8 – волнистая, 9 – образованная штормами; 10 – волновая рябь, 11 – линзовидные прослои, сформированные волнами, 12 – внедрения (подушечные), 13 – биотурбации (As – Asterosoma, He – Helminthopsis, Tb – Terebellina, Pa – Palaeophycus, Ph – Phycosiphon, Pl – Planolites, Sc – Scolicia, Th – Thalassinoides), 14 – жидкие илы (fm), 15 – трещиноватость; литотипы: 16 – основной, 17 – подчиненный; органические остатки: 18 – углефицированный растительный детрит, 19 – раковинный детрит

Классификация фаций

Обстановка осадконакопления	Комплекс фаций	Группа фаций	Фация
Континентальная	Пролювиальный	Конусы выноса	Проксимальный конус выноса
			Срединный конус выноса
			Дистальный конус выноса
	Аллювиальный	Речные русла	Русловые отмели спрямленных рек
			Русловые отмели равнинных меандрирующих рек
			Русловые отмели фуркирующих рек и временных потоков
		Внешние речные поймы	Береговые валы
			Пески разливов
		Внутренние речные поймы	Временно заливаемые участки пойм
			Пойменные озера
		Болота, заболоченная пойма	
Переходная	Прибрежно-морской	Пляж	Пляж
			Верхняя предфронтальная зона пляжа
			Средняя предфронтальная зона пляжа
			Нижняя предфронтальная зона пляжа
		Вдольбереговые бары и барьерные острова	Регрессивный бар
			Трансгрессивный бар
			Барьерный остров
		Разрывные течения	Промоины разрывных течений
			Головные части разрывных течений
		Прибрежно-морские	Забаровая лагуна
	Приморское болото		
	Приморское озеро		
	Дельтовый	Надводная часть дельты	Надводный дельтовый канал
			Береговые валы
			Пески разливов
			Временно заливаемые участки пойм
		Морской край дельты	Заболоченная пойма, болото, озеро
			Приливно-отливный канал
		Подводная часть дельты	Приливно-отливная отмель (песчаная, смешанная, глинистая)
			Подводный дельтовый канал
Морская	Мелководно-морской	Мелководно-морской шельф	Проксимальный конус выноса дельты (устьевой бар)
			Средний конус выноса дельты
			Дистальный конус выноса дельты
			Продельта
	Склоновый	Континентальный склон	Гребни штормовых волн
			Верхний мелководно-морской шельф
			Нижний мелководно-морской шельф
	Глубоководно-морской	Турбидиты	Открытый шельф
			Фация склона
			Околоканальный вал
Дно бассейна		Верхний веер склона	
	Оползни		
		Питающие каналы	
		Проксимальная часть конуса выноса турбидита	
		Средняя часть конуса выноса турбидита	
		Дистальная часть конуса выноса турбидита	
		Дно бассейна	

Рис. 3. ФАЦИЯ ПРИЛИВНО-ОТЛИВНОГО КАНАЛА МОРСКОГО КРАЯ ДЕЛЬТЫ (нижнемеловые отложения севера Западной Сибири)

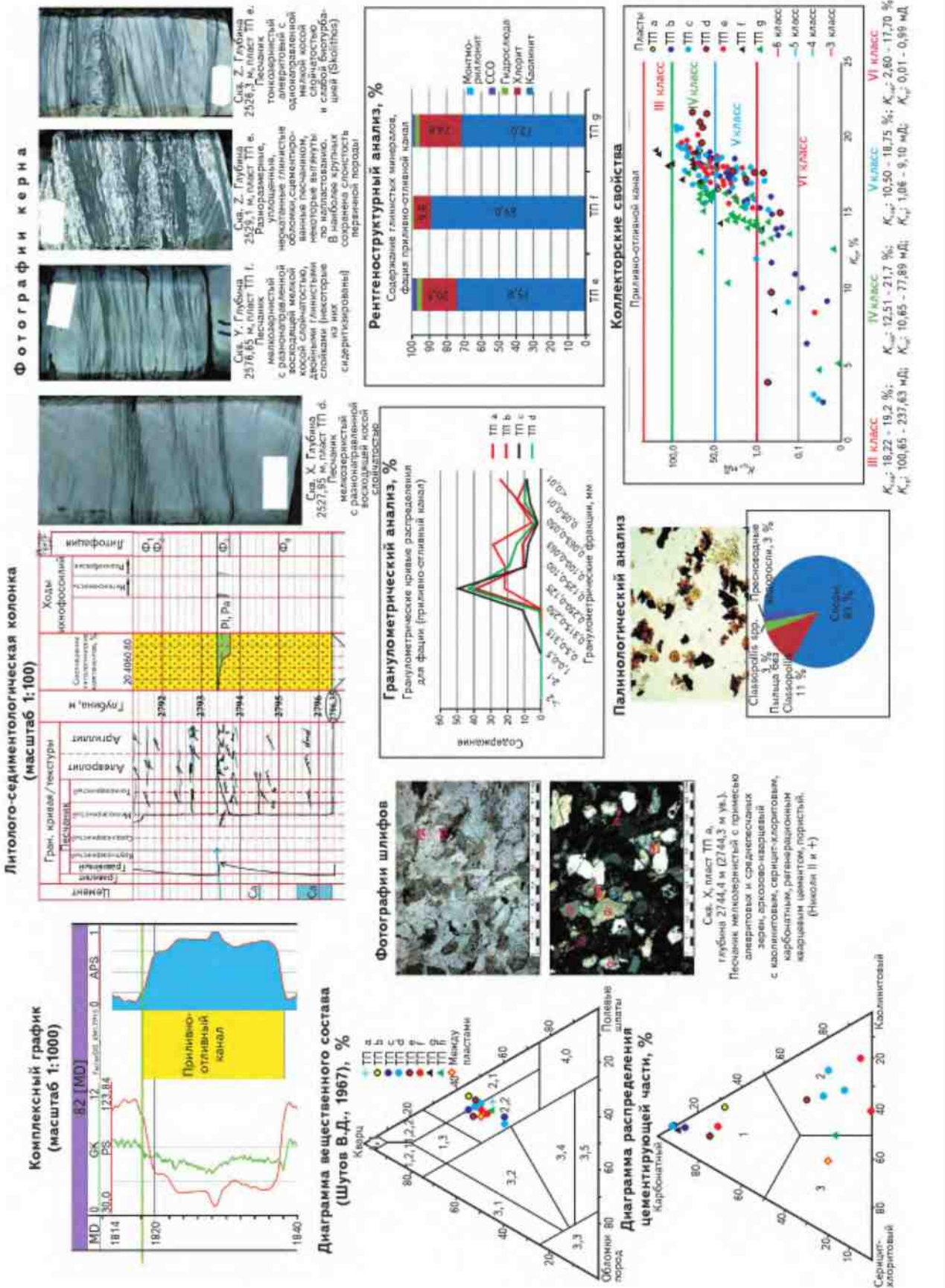
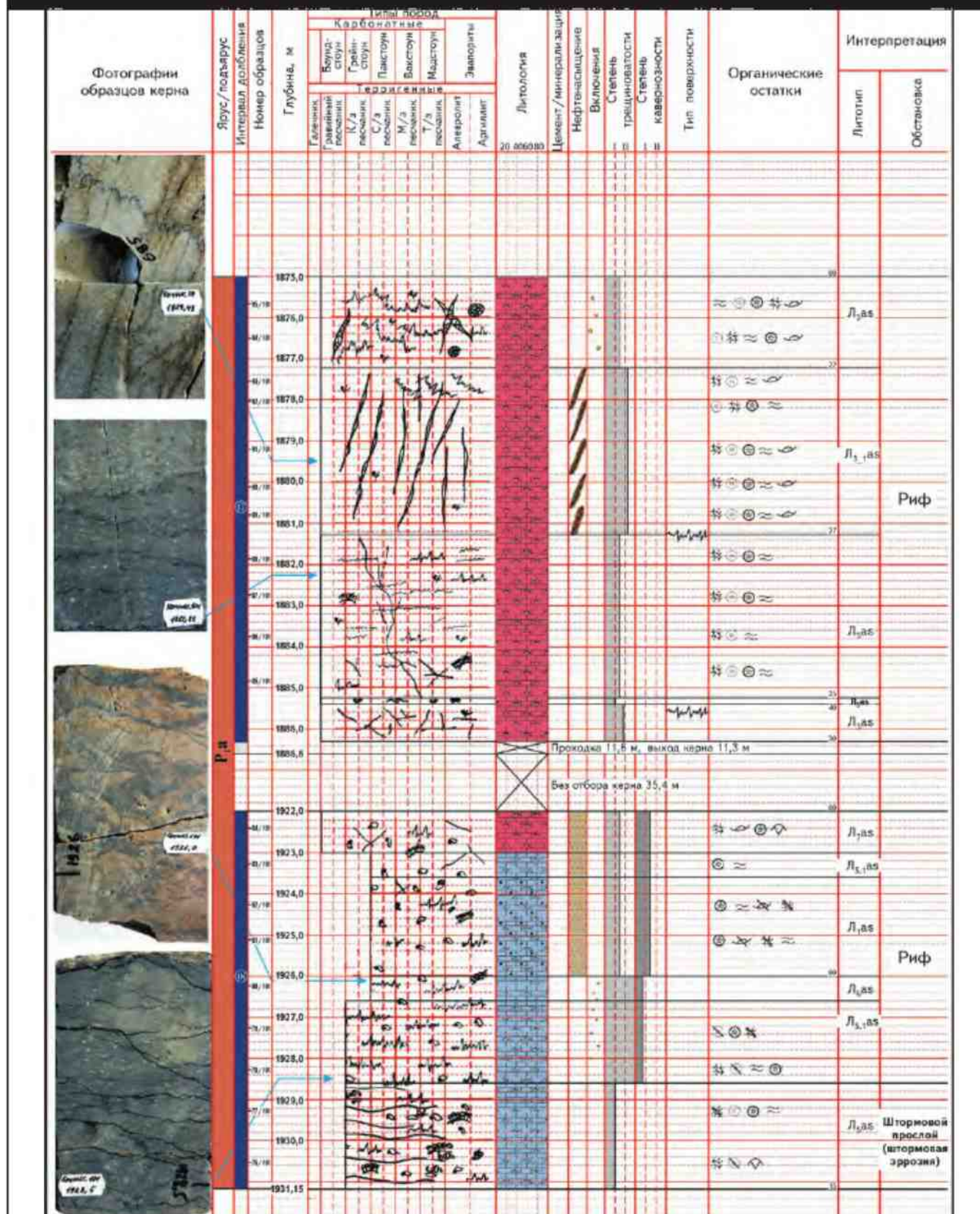


Рис. 4. ЛИТОЛОГО-СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА ПЕРМСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ



Следует отметить, что в карбонатных разрезах литологические типы пород определяются с использованием структурно-генетической классификации карбонатных пород по Данему [13] с дополнениями Эмбри и Кловена. Эта классификация в настоящее время является практически общепринятой в большинстве международных изданий.

При исследовании карбонатных отложений особые трудности возникают при определении фациальных особенностей и литотипов в интервалах скважин, не охарактеризованных керном. Комплексное применение седиментологических, биостратиграфических, литолого-фациальных исследований керна и геофизических методов исследований в скважинах (ГИС) при расчленении карбонатных разрезов позволяет решать ряд этих задач. По кривым радиоактивного каротажа можно проследить седиментационную цикличность и литологические особенности разреза, что доказано работами И.Е.Постниковой и В.Г.Постникова [14], а также исследованиями В.А.Москвича [15, 16].

При построении седиментационных моделей месторождений были разработаны методические приемы, которые позволяют по данным радиоактивного каротажа расчленять разрез и выделять фации органогенных построек в интервалах скважин, не охваченных керном [17].

По данным ГИС детальное расчленение разреза производится на крупные литологические классы: карбонатные, глинистые и смешанного состава (карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные) породы.

Для дифференциации разреза за основу были взяты нормированные показания кривой гамма-каротажа (ΔГК) и данные по нерастворимому остатку, которые сопоставлялись с данными, полученными при исследовании керна. Переход к нормированным значениям производился для исключения изменчивости показаний кривой, получаемых от одного геологического тела в разных скважинах ввиду меньшей зависимости ΔГК от условий измерения [18] и других факторов. Критерии выделения отдельных литолого-фациальных типов

устанавливаются на основе анализа комплекса данных по керну и сопоставления их с параметрами ГИС. В результате были разработаны критерии выделения пород по кривой ΔГК, преимущественно карбонатной (ΔГК < 0,2 усл. ед.), преимущественно глинистой (ΔГК > 0,57 усл. ед.) и глинисто-карбонатной (ΔГК от 0,20 до 0,57 усл. ед.) частям разреза.

Особое внимание уделялось выделению органогенных построек, с которыми связаны литологически ограниченные ловушки УВ, по данным ГИС. Органогенные постройки, характеризуются довольно низкими содержаниями нерастворимого глинистого остатка [15]. Детальный анализ кривой ΔГК и ее зависимость от фактических значений нерастворимого остатка, полученных аналитическим путем, позволяют выделить органогенные постройки в разрезе скважин, не охваченном керном (рис. 5).

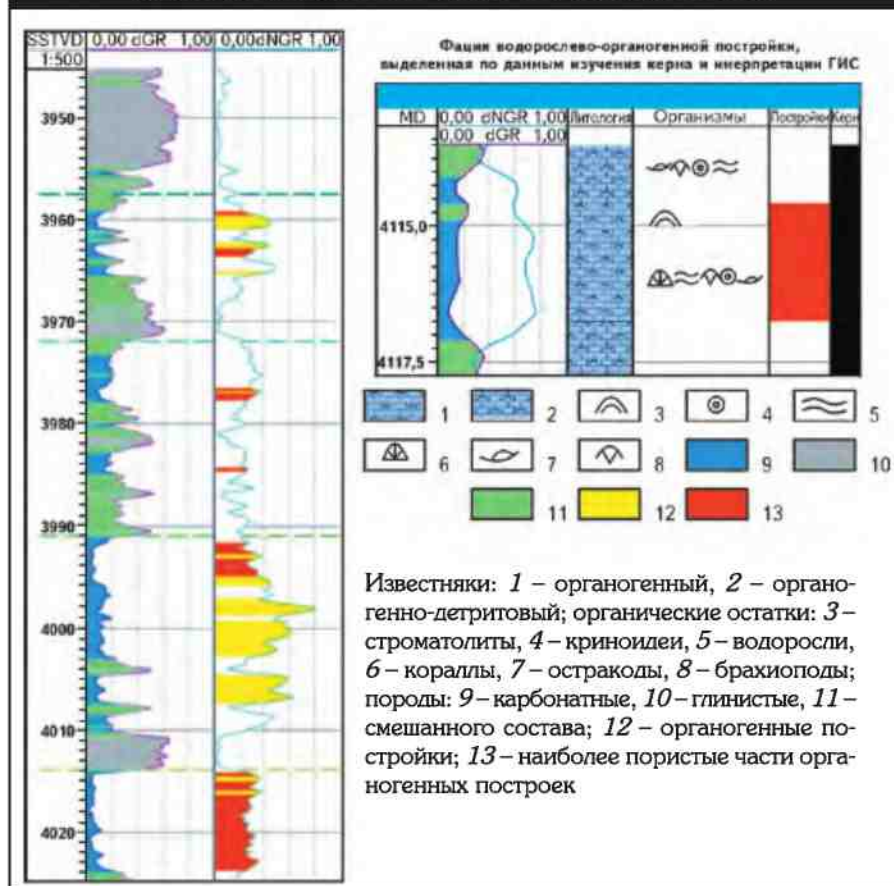
Для анализа формировались выборки данных по интервалам органогенных построек, установленных по данным керна. В первую очередь определялось фактическое содержание нерастворимого глинистого остатка. Анализ гистограмм распределения для интервалов органогенных построек показал, что преобладающее его значение не превышает 0,5 % с редкими отклонениями до 1,5-2,0 %, т.е. органогенные постройки в данном разрезе представлены довольно «чистыми» карбонатами. Рассмотрев зависимость содержания нерастворимого остатка от показаний кривой ΔГК для карбонатной части разреза, удалось установить, что большая часть содержаний нерастворимого глинистого остатка менее 0,5 % соответствует значениям кривой ΔГК < 0,15 усл. ед., что также подтверждается гистограммами распределения показаний кривой ΔГК для интервалов органогенных построек.

На основе данных нейтронного каротажа (НГК) и коэффициентов пористости, полученных лабораторным путем, была сделана попытка выделить в интервалах с органогенными постройками их наиболее емкие (пористые) части (см. рис. 5).



Известняки: 1 – органогенный, 2 – органогенно-детритовый, 3 – сгустково-комковатый с органическим детритом, 4 – обломочный; нефтенасыщение: 5 – слабое, 6 – сильное; включения: 7 – пирит (P_у); текстуры: слоистость: 8 – волнистая, 9 – горизонтальная, 10 – тонкая градационная, 11 – прожилки растворения; трещины: 12 – открытые, 13 – залеченные, 14 – закрытые разнонаправленные, 15 – минерализованные; 16 – стилолитовые швы; 17 – поры и каверны; 18 – заполненные каверны; 19 – деформированная микроразломами; границы слоев: органические остатки: 20 – криноидеи, 21 – фораминиферы, 22 – мшанки, 23 – водоросли, 24 – кораллы, 25 – остракоды, 26 – брахиоподы, 27 – тетракораллы-ругозы

Рис. 5. КАРОТАЖНЫЕ ДИАГРАММЫ КРИВЫХ ΔГК И ΔГКГ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ С НАНЕСЕННЫМИ НА НИХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИМИ КЛАССАМИ И ИНТЕРВАЛАМИ РАЗВИТИЯ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК



Известняки: 1 – органогенный, 2 – органогенно-детритовый; органические остатки: 3 – строматолиты, 4 – криноидеи, 5 – водоросли, 6 – кораллы, 7 – остракоды, 8 – брахиоподы; породы: 9 – карбонатные, 10 – глинистые, 11 – смешанного состава; 12 – органогенные постройки; 13 – наиболее пористые части органогенных построек

ждена результатами сравнительного анализа значений трещинной проницаемости, определенной методом шлифов и гидродинамическими исследованиями в скважинах [21].

Определение трещинной проницаемости и открытой пористости в шлифах может проводиться не только для карбонатных, но и терригенных, магматических и метаморфических пород. Авторами метода было установлено, что в низкопоровых карбонатных породах фильтрация УВ осуществляется не только по сообщающимся порам, но и микротрещинам, которые эти поры соединяют.

В классификации [19] выделяются следующие типы коллекторов: поровые, где фильтрация УВ происходит по порам; сложные порово-трещинные и трещинно-поровые, где фильтрация УВ осуществляется по микротрещинам, которые соединяют поры в матрице, и трещинные, где путями фильтрации служат трещины.

Исследования проводятся в шлифах выше стандартного размера (площадь 1000 мм² и более) с помощью поляризационного микроскопа. Параметры трещиноватости

Литолого-петрографические исследования пород в шлифах с подсчетом параметров трещиноватости

Одним из способов изучения сложных и трещинных коллекторов можно предложить метод больших шлифов, разработанный в 1957 г. Е.С.Роммом, Л.П.Гмид, Е.М.Смеховым, М.Х.Булач и др. [19-21] и недостаточно используемый в практике геолого-разведочных работ.

Этот метод позволяет получать количественные значения параметров трещиноватости и других показателей сложного и трещинного коллекторов и особенно актуален при изучении нетрадиционных низкопоровых коллекторов. Рациональность его применения подтвер-

определяются в шлифах (*b* – ширина трещин, мкм; *L* – их суммарная длина, мм; *S* – площадь шлифа, мм²). Количественный подсчет параметров трещиноватости: *T*₀ – плотность открытых трещин, 1/м; *K*_Т – трещинная проницаемость, мД; *m*_Т – емкость трещин, %, определяется по формулам, предложенным Е.С.Роммом [21]:

$$T_0 = 1570L/S; K_T = 0,0228b^3L/S; m_T = 0,1 bL/S,$$

где 0,0228 – поправка на раскрытие трещин при изготовлении шлифа.

Метод больших шлифов дает возможность получить все необходимые характеристики трещин, устанавливать их генерации. Количественный подсчет параметров трещиноватости (плотности трещин и трещинной

Палеофациальные области: 1 – горы и холмогорья (превышение над уровнем озерно-аллювиальной равнины примерно 150-200 м), 2 – денудационно-аккумулятивная равнина (превышение над уровнем озерно-аллювиальной равнины 50-100 м), 3 – возможно денудационно-аккумулятивная равнина (зоны присутствия отложений внутри области гор и холмогорий), 4 – озерно-аллювиальная равнина (перепад высот рельефа до 200 (300) м); палеофациальные зоны: 5 – русловая отмель, 6 – внешняя речная пойма, 7 – внутренняя пойма, 8 – условный палеорельеф – ОГ А – ОГ Б; 9 – скважины

Рис. 6. ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ КАРТА-СХЕМА НА ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕЙ ПОДСВИТЫ ТОМЕНСКОЙ СВИТЫ (байосское время, пласты Ю₅₋₆) В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

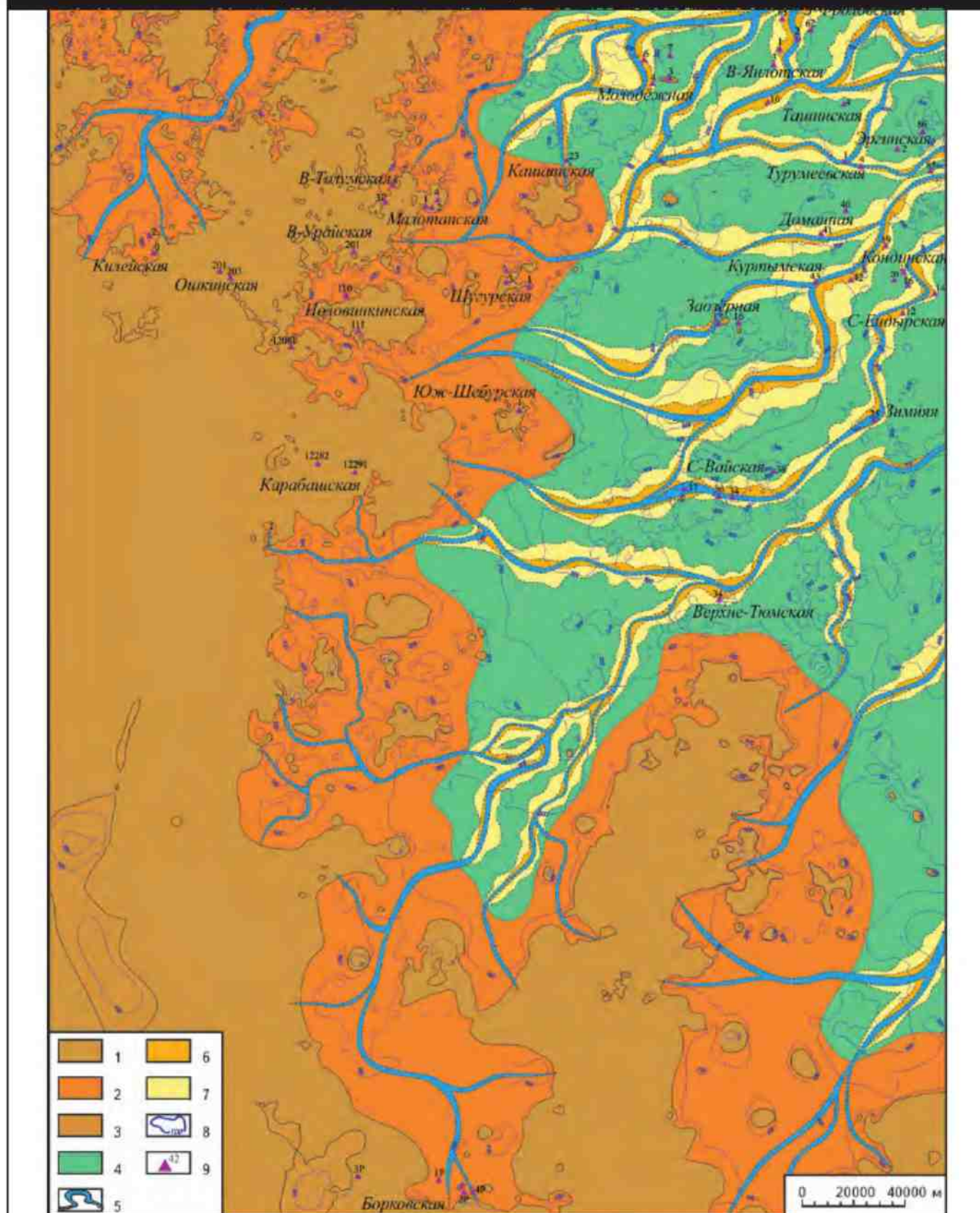
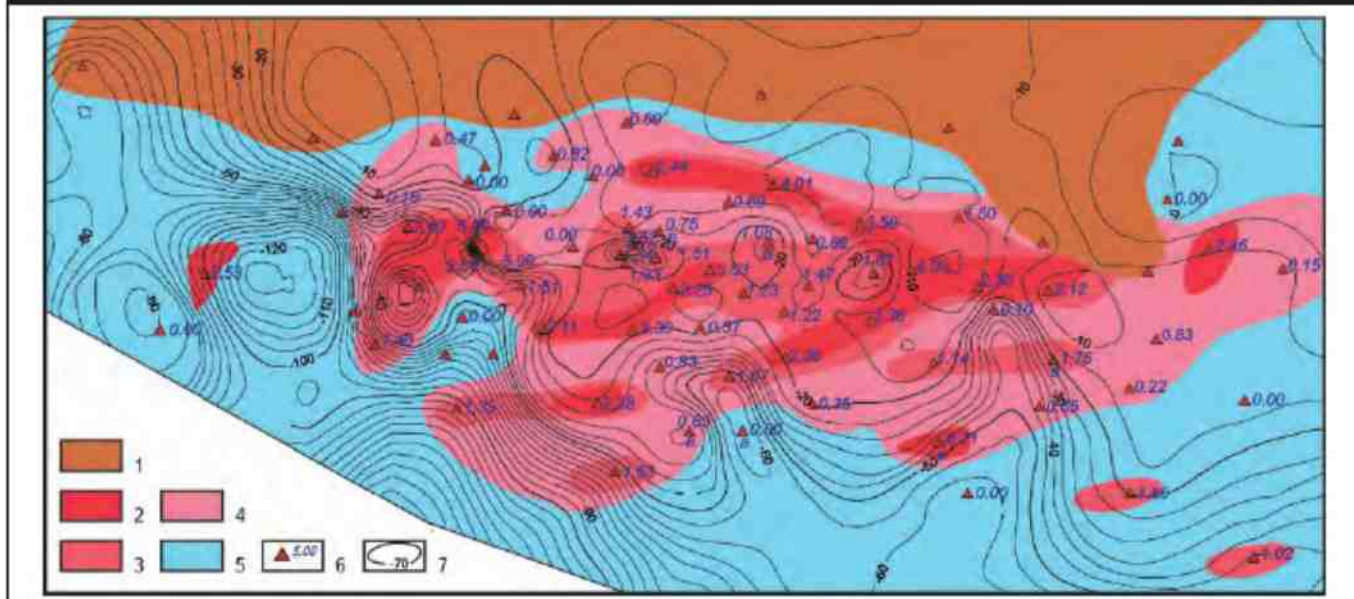


Рис. 7. СХЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ СТРОМАТОЛИТОВЫХ ПОСТРОЕК В РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ



1 – зона отсутствия отложений; зоны распространения строматолитовых построек: 2 – наиболее вероятные, 3 – вероятные, 4 – возможные, 5 – отсутствия; 6 – скважина и установленная частота встречаемости строматолитов по результатам изучения шлифов; 7 – палеорельеф: кровля оскобинской свиты без кровли рифея

проницаемости) позволяет проводить качественную и количественную оценки сложного и трещинного коллекторов, необходимые при подсчете запасов и разработке месторождений УВ-сырья.

Остальные методы, используемые при построении седиментационных моделей, детально рассмотрены в работах [1-5, 9-12, 17].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Предлагаемая методика использована при построении седиментационных моделей терригенных юрско-меловых отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и карбонатных силур-нижнедевонских в Тимано-Печорской провинции и рифейских в Восточной Сибири, на основе которых определены основные закономерности зон развития неструктурных ловушек УВ:

- в юрских нефтегазоносных комплексах Приуральской, Краснотенинской, Фроловской, Каймысовской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей Западной Сибири установлены преимущественно литологические ловушки, связанные с континентальными русловыми отмелями, береговыми валами речных пойм (рис. 6), пляжами и мелководно-морскими вдольбереговыми песчаными барями и барьерными островами;
- в неокомском нефтегазоносном комплексе Среднеобской, Каймысовской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири преобладают неструктурные ловушки, связанные с глубоководно-мор-

скими проксимальными конусами выноса и каналами турбидитных комплексов;

- в шельфовых нижнемеловых нефтегазоносных комплексах Ямало-Гыданской, Пур-Тазовской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири преобладают неструктурные ловушки УВ, связанные, преимущественно, с прибрежно-морскими проксимальными конусами выноса дельт и дельтовыми каналами, а также с мелководно-морскими песчаными телами вдольбереговых баров и барьерных островов;

- в силур-нижнедевонских отложениях Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской провинции и рифейских отложениях Восточной Сибири преобладают литологически ограниченные ловушки, связанные с органогенными постройками типа биостром (рис. 7).

Рассмотренные методы успешно используются при разработке седиментационных моделей и прогнозе неструктурных ловушек УВ в продуктивных комплексах нефтегазоносных провинций, это также открывает новые возможности для прогноза и поисков неструктурных объектов как в новых, так и старых нефтегазоносных районах, способствует приросту запасов УВ-сырья в стране.

Литература

1. Шиманский В.В. Седиментационные модели юрских отложений юга Тюменской области как основа прогноза нефтегазоносности / В.В.Шиманский, С.Ф.Хафизов, Н.В.Танин-

ская и др. // Нефтяная литология. Неструктурные ловушки и нетрадиционные типы коллекторов. — СПб.: Недра, 2004.

2. **Шиманский В.В.** Литологические основы прогноза нефтегазоносности / В.В.Шиманский, Н.В.Танинская, Н.Н.Колпенская и др. // Материалы Международной научно-практической конференции «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». — СПб: Изд-во ВНИГРИ, 2008.

3. **Шиманский В.В.** Методика литогенетического моделирования резервуаров нефти и газа / В.В.Шиманский, Н.В.Танинская, Н.Н.Колпенская // Ленинградская школа литологии. Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б.Рухина, СПб, 29 сентября 2012: в 2 т. Т. 2. — СПб: ООО «Свое издательство», 2012.

4. **Танинская Н.В.** Седиментационные модели юрско-меловых отложений Западной Сибири / Н.В.Танинская, Н.Н.Колпенская, И.С.Низяева и др. // Ленинградская школа литологии. Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б.Рухина, СПб, 25-29 сентября 2012: в 2 т. Т. 2. — СПб: ООО «Свое издательство», 2012.

5. **Шиманский В.В.** Методические аспекты прогноза неструктурных ловушек углеводородов на примере юрско-меловых отложений Западной Сибири / В.В.Шиманский, Н.В.Танинская, Н.Н.Колпенская // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. Геология. — 2014. — Т. 89. — Вып. 4.

6. **Pemberton S.G.** Core Description Manual for Siliclastic Cores. For TNK-BP / S.G.Pemberton, K.Shanley, J.Dolson // Tyuman, Russian Federation. — 2007. — № 16.

7. **Гринсмит Дж.** Петрология осадочных пород / Дж.Гринсмит. — М.: Мир, 1981.

8. **Муромцев В.С.** Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В.С.Муромцев. — Л.: Недра, 1984.

9. **Танинская Н.В.** Фациальные модели карбонатных и терригенно-карбонатных отложений силура и девона Оленьей площади Тимано-Печорской провинции / Н.В.Танинская // Низкопористые породы-коллекторы и их роль при оценке нефтегазоносности. — Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1991.

10. **Танинская Н.В.** Условия формирования отложений верхнего ордовика и нижнего силура севера Тимано-Печорской провинции / Н.В.Танинская // Вопросы совершенствования стратиграфической основы фанерозойских отложений нефтегазоносных регионов России. — СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1997.

11. **Taninskaya N.V.** Characteristics of carbonate reservoirs in Lower Paleozoic formations of Timan-Pechora carbonate platform, Russia / N.V.Taninskaya, V.G.Kots // Nordic Petroleum Technology Series: Y(2). — Copenhagen: Denmark, 2001.

12. **Танинская Н.В.** Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] / Н.В.Танинская // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2010. — Т. 5. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf.

13. **Dunham R.J.** Classification of carbonate rock according to depositional texture // R.J.Dunham/Ed. W.E.Ham // Classification of carbonate rocks. Amer. Ass. Petrol. Geol. — 1962. — V. 1.

14. **Постникова И.Е.** Опыт геолого-промыслового изучения и детальной корреляции разрезов продуктивных карбонатных толщ сложного строения / И.Е.Постникова, В.Г.Постников. — М.: Изд-во ВНИИОЭНГа, 1980.

15. **Махнач А.С.** Органогенные постройки девона Белоруссии / А.С.Махнач, В.А.Москвич, С.А.Кручек, И.И.Урьев. — Минск: Наука и техника, 1984.

16. **Москвич В.А.** Тектонические закономерности образования биогенно-карбонатных формаций нефтегазоносных бассейнов древних платформ. — М.: Изд-во Наука и техника, 1989.

17. **Танинская Н.В.** Возможности геолого-геофизических методов для диагностики органогенных построек на примере месторождения имени А.Титова Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] / Н.В.Танинская, Н.Я.Васильев, М.А.Мясникова, В.Н.Яшина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 3. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf.

18. **Горбачев Ю.И.** Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов / Ю.И.Горбачев / Под ред. Е.В.Каруса. — М.: Недра, 1990.

19. **Методика** изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа / Под ред. Е.М.Смехова. — Л.: Недра, 1969.

20. **Методические рекомендации** по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа // Под ред. М.Х.Булач, Л.Г.Белоновской. — Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1989.

21. **Ромм Е.С.** Фильтрационные свойства трещиноватых пород / Е.С.Ромм. — М.: Недра, 1966.

© Коллектив авторов, 2016

Владимир Валентинович Шиманский,
директор,
доктор геолого-минералогических наук,
shimvld@mail.ru;

Надежда Владимирович Танинская,
заведующая отделением,
доктор геолого-минералогических наук,
tanlv@yandex.ru;

Наталья Николаевна Колпенская,
заместитель заведующего отделом,
кандидат геолого-минералогических наук,
natkolp@mail.ru;

Ирина Сергеевна Низяева,
заведующая лабораторией,
nieva-irina@yandex.ru;

Николай Яковлевич Васильев,
заведующий лабораторией,
vasilevnya@mail.ru.

SEDIMENTATION MODELING CONTRIBUTION TO THE FORECAST AND EXPLORATION OF NON-STRUCTURAL TRAPS

Shimanski V.V., Taninskaya N.V., Kolpenskaia N.N., Nizyaeva I.S., Vasiliev N.Ia. (FGU NPP "Geologorazvedka")

The paper presents principle sedimentation modeling methods, they are sedimentological analysis of terrigenous and carbonate deposits, ichnofacial analysis, facies analysis according to geophysical well logging data for terrigenous and carbonate sections, lithologic-petrographic investigation of rocks in section with jointing parameters estimation. The results of sedimentation modeling are exemplified.

Key words: facies; ichnofacies depositional environment; terrigenous deposits; carbonate deposits.