

НЕОКОМСКИЕ КЛИНОФОРМЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Туркина Т. С.

ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Как известно, в осадочных бассейнах режим седиментации определяется рядом факторов, среди которых отмечены эвстатические колебания уровня моря, скорость и количество поступающего в бассейн осадочного материала [5].

С нашей точки зрения их наиболее удобно рассмотреть на примере неокомских клиноформ Западной Сибири. Основные представления о формировании клиноформ можно показать в виде общей схемы, приведенной на рисунке. В целом неокомский разрез сформировался в результате «лавиного» бокового заполнения сравнительно глубоководного морского бассейна в регрессивный этап крупного седиментационного цикла. Изостатическое воздействие объясняется высокой скоростью осадконакопления и прогибанием бассейна под тяжестью накопившихся осадков (стадии осадочного процесса О. В. Япаскурта, рисунок 1, а).

Следует отметить что, возрастное положение границ некоторых свит и пачек, особенно в пределах юрских и валанжинских толщ, скользит до нескольких ярусов (рис., б). Основное смещение происходит в западном направлении. Клиноформы в разрезе Широкого Приобья начинаются с мегнионской свиты берриас-валанжина, залегающей на марьяновской и баженовской свитах. Но кровля баженовской свиты, как доказано, скользит на четыре яруса [4].

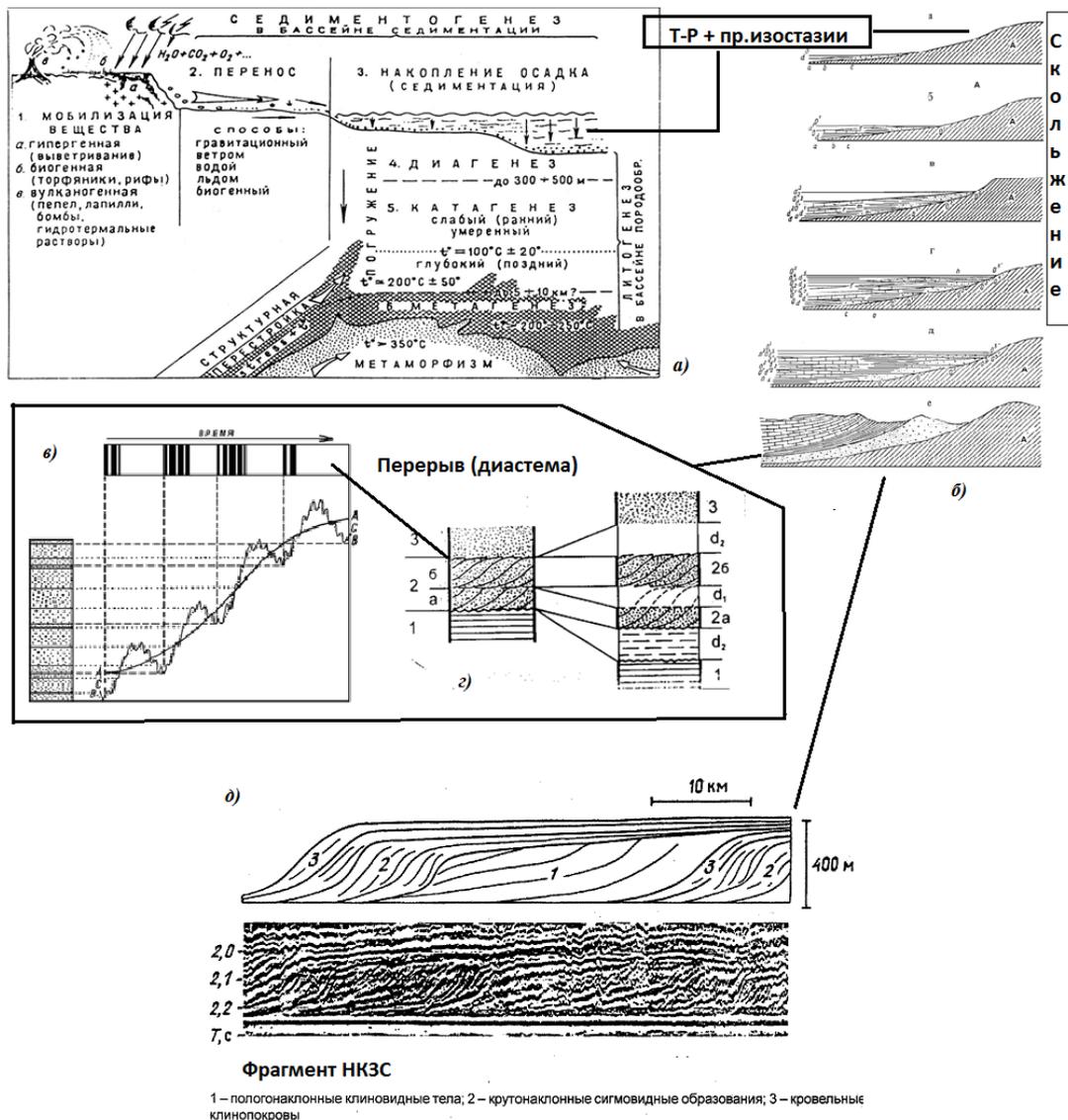
В этом сложном строении немало важную роль играют размывы и перерывы в осадконакоплении при формировании клиноформ (по Дж. Барреллу, рис., в). Клиноформы образовывались «пульсационно, периодически разделяясь длительными временными промежутками» (рисунок 1, г). Региональные перерывы в осадконакоплении: фиксируются на рубеже баррема и апта, в верхнем валанжине, на рубеже валанжина и берриаса [4].

«Боковое наращивание» клиноформ определяет величину наклона пластов равной 5-10 м/км, то есть 20-40' или не более 1°. Крутые углы на сейсмических разрезах (рисунок 1, д) объясняются сильным искажением масштабов [4]. На основе детального изучения керна скважин Приозерской площади выделены две крупные осадочные толщи, отличающиеся по составу слагающих их отложений и внутреннего строения. В первом типе керна четко прослеживаются слои 20-30 см, сложенные переслаиванием мелкозернистого песчаника, алевролита и аргиллита. Резкие границы по всему керну соответствуют основанию песчаников. Второй тип представлен преимущественно волнисто – косослоистым алевролитом с обилием мелкозернистого песчаника [5].

В неокомских клиноформах залежи нефти концентрируются в основном в двух фациальных комплексах – мелководноморском (шельфовом) и глубоководном (дистальном), ачимовском. Считается, что в данном регионе ресурсы нефти в ачимовской толще соизмеримы с ресурсами нефти в залежах верхнеюрского комплекса (резервуар Ю₁). Перспективы слабо изученной ачимовской толщи достаточно высоки, и это объект наращивания и добычи запасов УВ [5].

На основании изучения неокомских клиноформ можно сделать следующие выводы:

- Угол падения не менее 1 градуса и менее по отношению к выдержанным субгоризонтальным сейсмогоризонтам «Б» и «М» [2].
- Формирование мелководных пластов в шельфовых условиях обуславливают отчетливо выраженную косослоистую текстуру у клиноформ [5].
- Глубины залегания преимущественно алевроитопесчаных отложений составляют 1,5-3 км, песчаность – 10-50 %, толщина – 100-900 м [2].
- Глинистые пласты нередко «срезают» подстилающие песчаные пласты. Этим доказываются существование внутренних перерывов в неокомской толще [4].
- На сейсмических разрезах прослеживается ось синфазности.
- «Главными клавишами генезиса клиноформ» являются седиментация и эвстазия. Иное объяснение образования косослоистых геологических тел вряд ли возможно.



а – стадии литогенеза (О. В. Япаскурт; из [3]); б – схема скольжения слоев (Н. А. Головкинский; из [3]); в – диаграмма Дж. Баррелла из [3]; г – формирование перерывов из [3]; д – наполнение клинотемы (Г. Н. Гогоненков; из [4])

Рисунок 1 – Схема, отражающая формирование клиноформ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Литология: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ. 2004. 253 с.
2. Алексеев В. П., Амон Э. О. Меловая система России и ближнего зарубежья. «К вопросу о генезисе песчаников неокомских клиноформ Западной Сибири и синфазности их латеральной и стратиграфической миграции». – Новосибирск, 2008. С. 16-18.
3. Алексеев В. П., Покровский М. П. Формационный анализ (состав и строение осадочных толщ). Курс графолекций. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2012. 61 с.
4. Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 140 с.
5. Карогодин Ю. Н, Казаненков В. А., Рьльков С. А., Ершов С. В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома. – Новосибирск. Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. 200 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ОПТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ ЮРИЯ КОРЧАГИНА

Раупов И. Р.

Научный руководитель Бурханов Р. Н., канд. геол.-минерал. наук, доцент
ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Нефтегазоконденсатное месторождение имени Юрия Корчагина расположено в северной части акватории Каспийского моря в 180 км от Астрахани и 240 км от Махачкалы на структуре Широкая, представляющей собой двухкупольную брахиантиклиналь, северное крутое крыло которой осложнено серией малоамплитудных разломов. Открыто в 2000 году скважиной, пробуренной до глубины 2500 м на восточном своде и вскрывшей отложения верхнего триаса. Месторождение содержит шесть промышленных залежей УВ в палеогеновых, альбских, аптских, неокомских, титонских и батских отложениях. В палеогеновых известняках по данным ГИС обнаружена газовая залежь высотой 30 м. Газоконденсатные залежи содержат песчано-алевролитовые пласты альба, апта и баррема. Нефтегазоконденсатные залежи выявлены в песчано-алевролитовых отложениях готерива-баррема, в известняках и доломитах титонского яруса. Нефтяная залежь на месторождении имен Юрия Корчагина по своему типу относится к пластово-сводовым с газовой шапкой. Основной продуктивный горизонт представлен слабосцементированными и высокопористыми и высокопроницаемыми кварцевыми песчаниками, мощность которых местами достигает 70 м. Нефтенасыщенные песчаники разделены глинистыми пропластками на три пачки с высоким уровнем горизонтальной неоднородности, величина проницаемости варьирует в пределах от единиц до сотен миллиДарси (мД). Глубина моря в районе месторождения составляет 11-13 метров. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 28,8 млн т нефти и 63,3 млрд м³ газа. Максимальный уровень годовой добычи нефти составляет 2,3 млн т и 1,2 млрд м³ газа. Месторождение введено в эксплуатацию 28 апреля 2010 года. На 01.01.2011 извлечено 343 тыс. т нефти. Эксплуатационный фонд на 01.01.2012 составляет 30 скважин, из них 26 добывающих и 4 нагнетательных.

Авторами работ проведены исследования проб нефти трех скважин и определены физические (плотность, кинематическая и динамическая вязкости) и оптические свойства (оптическая плотность D , коэффициент светопоглощения $K_{сп}$, показатель преломления n_d и средняя дисперсия n_f-n_c) нефти месторождения имени Юрия Корчагина (таблица 1) [1, 2].

Таблица 1 – Физические и оптические свойства проб нефти месторождения имени Юрия Корчагина

Дата отбора пробы	№ скв.	Плотность, рн, 20 °С	Вязкость		К _{сп} ср. кв.		n_d	n_f-n_c
			ν_3 , мм ² /с	μ , мПа·с	при $\lambda=400$ нм	при $\lambda=500$ нм		
20.04.2011	*1	819	3,8	3,1	905,978	194,091	1,439	0,03579
21.04.2011	*4	815,3	2,9	2,3	800,614	215,628	1,441	0,03591
22.04.2011	*2	821,1	3,8	3,1	408,489	197,017	1,440	0,03592

По результатам вычислений среднеквадратических отклонений $\overline{K_{сп}}$, дисперсий вариационного признака $\sigma_{K_{сп}}$ и коэффициентов вариации $V\sigma_{K_{сп}}$ нефти строились спектральные кривые этих параметров в зависимости от длины волны светового излучения (рисунок 1) [3, 4].

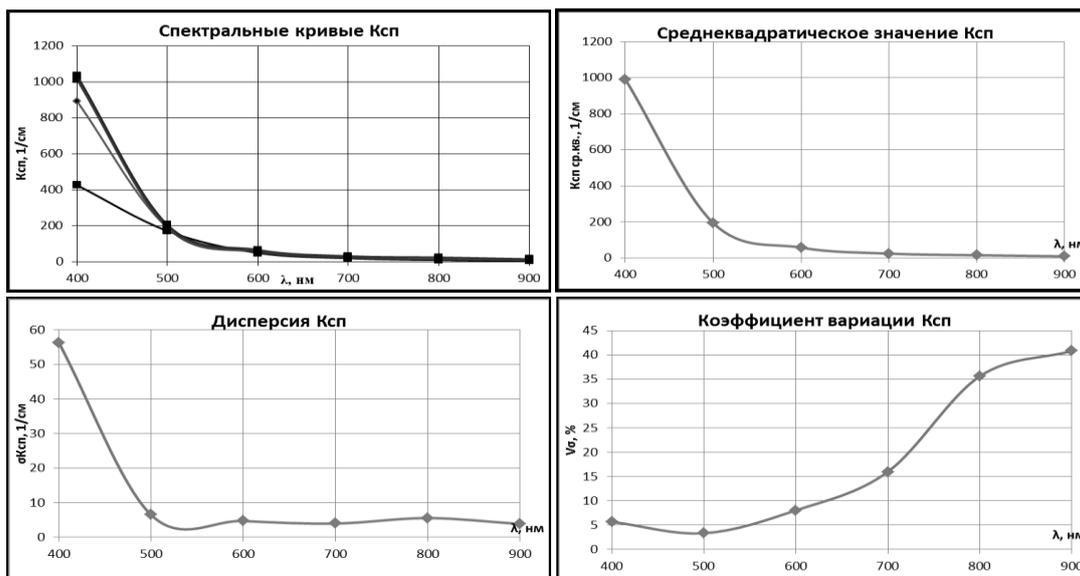


Рисунок 1 – Спектральные кривые Ксп пробы нефти из скв. *1

Анализируя результаты лабораторных исследований и расчетов, нефть месторождения имени Юрия Корчагина можно отнести к типу легких ($\rho < 870 \text{ кг/м}^3$) и маловязких ($1 < \mu \leq 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) нефтей, характеризующихся пониженными значениями Ксп и D . Исследования доказали тесную взаимосвязь физических и оптических свойств нефти, определенных на лабораторных пробах [5].

Актуальным является исследование проб нефтегазоконденсата и газоконденсата месторождений каспийского шельфа в связи с малой изученностью данного нефтегазового сектора и создании нового крупного нефтегазодобывающего района России с перспективной годовой добычей нефти до 50 млн т.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Девликамов В. В., Мархасин И. Л., Бабалян Г. А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. С. 21-29.
2. Бурханов Р. Н. Оптические свойства нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Т. IX. Ч. 2. – Альметьевск: АГНИ, 2012. С. 238-248.
3. Бурханов Р. Н., Ханнанов М. Т., Валиуллин И. В. Применение оптического метода в геолого-промысловых целях // Известия вузов. Нефть и газ. 2006. № 1. С. 4-10.
4. Раупов И. Р. Корреляция плотности, динамической вязкости и оптических свойств нефти // Материалы 50-й юбилейной международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технической прогресс»: Геология. – Новосибирск: Новосиб. гос. ун-т, 2012. С. 148.
5. Раупов И. Р. Устройство для измерения коэффициента светопоглощения нефти на устье скважины // Международная научно-практическая конференция «Уральская горная школа – регионам»: сборник докладов. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2012. С. 193-194.

ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД ПЛАСТА Ю₂ (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-РУССКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА)

Гавтадзе И. Д.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Эффективное ведение геологоразведочных работ при поиске и разведке скоплений углеводородов и последующей разработке залежей невозможно без детального исследования керна, который является главным носителем реальной информации о нефтепродуктивных пластах.

Цель работы – определение генезиса и установление гранулометрического и петрографического состава пород коллектора Ю₂ Восточно-Русского лицензионного участка (ЛУ).

Поставлены следующие задачи: 1). Макроскопическое описание образцов керна; 2). Микроскопическое исследование пород в шлифах; 3). Интерпретация полученных результатов.

Исследовано четыре образца керна, отобранных с разных глубин пласта Ю₂ из скважины 6712П Восточно-Русского ЛУ. Вынос керна полный, составляет 10,5 м (рисунок 1).

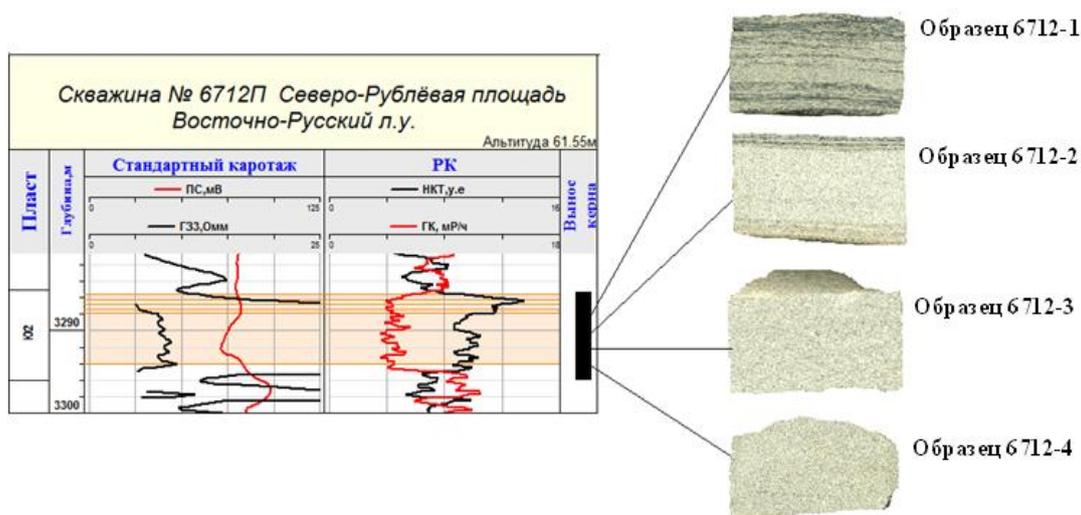


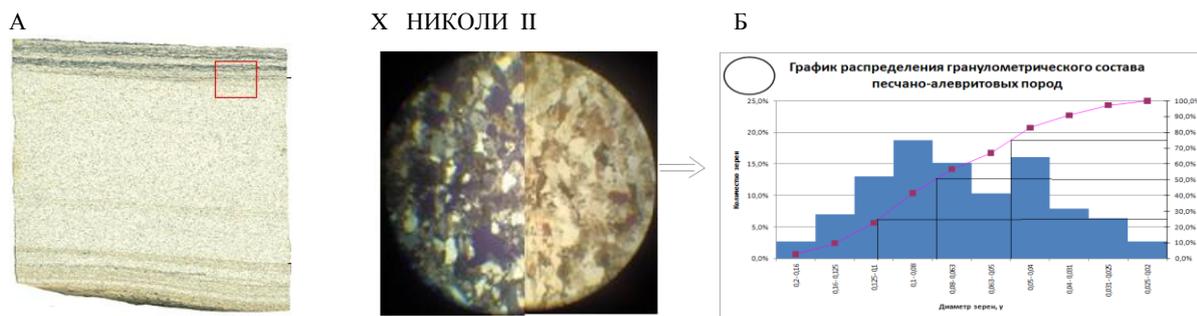
Рисунок 1 – Положение коллектора Ю₂ и привязка образцов керна

Микроскопическое исследование пород в шлифах. Гранулометрический и петрографический анализы пород проводились под микроскопом с 80-кратным увеличением. По каждому шлифу посчитано не менее 350 зерен. Сделано фото шлифов в параллельных и скрещенных николях (рисунок 2, А).

По составу аллотигенной части изученные песчаные породы относятся к аркозам и кварцевым грауваккам.

Наглядно результаты гранулометрического анализа могут быть отражены на гистограммах и кумулятивных кривых (рисунок 2, Б).

При помощи математической статистики рассчитаны основные статистические характеристики, которые приведены в таблице 1. Тремя разными методами (метод моментов, метод П. Траска и энтропийный метод) были рассчитаны коэффициенты сортировки для всех четырех образцов, которые представлены в таблице 2.



А – фотография шлифа с 80-кратным увеличением, николи скрещены/параллельны;
 Б – гистограмма и кумулятивная кривая, отражающие granulометрический состав

Рисунок 2 – Микроскопическое изучение образца 6712(2)

Таблица 1 – Основные статистические характеристики

Образец	Медиана (M_d), мм	1%-ный квантиль (C), мм	Асимметрия, (A)	Экссесс, (E)	Коэффициент сортировки (σ)	Средний размер частиц (X_{sp})
6712(1)	0,155	0,36	0,268	-0,404	2,132	0,112
6712(2)	0,088	0,19	0,185	-0,757	2,201	0,066
6712(3)	0,149	0,24	0,260	-0,784	2,304	0,088
6712(4)	0,087	0,19	0,167	-0,705	2,137	0,067

Таблица 2 – Коэффициенты сортировки осадочного материала [2]

Коэффициент	Обр. 1	Обр. 2	Обр. 3	Обр. 4
σ	2,132	2,201	2,304	2,137
hr	2,099	2,151	2,178	2,134
S_o	1,39	1,44	1,50	1,40

Примечание. σ – коэффициент сортировки, рассчитанный методом моментов, hr – нормированный энтропийный коэффициент сортировки, S_o – коэффициент сортировки, рассчитанный методом П. Траска.

После проведения детальных исследований можно подтвердить сделанный при макроописании вывод о том, что рассматриваемые отложения накапливались в пределах обширной долины рек меандрирующего типа, формировавшихся в обстановках русловой и пойменной седиментации. Накопление тюменской свиты в целом можно рассматривать как один обособленный этап в развитии бассейна. Речная система за этот период, вероятно прошла через несколько стадий зрелости (от ограниченно до интенсивно меандрирующих), что не могло не отразиться на формировавшихся отложениях [2]. Снизу вверх по разрезу меняется соотношение русловых и пойменных фаций с увеличением доли последних, о чем свидетельствуют полученные результаты при макроописании кернового материала. Полученным данным как минимум не противоречат и данные granulометрических исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 147 с.
2. Вакуленко Л. Г., Предтеченская Е. А., Чернова Л. С. Опыт применения granulометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Литосфера. 2003. № 3. С. 99-108.
3. Романовский С. И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра. 1977. 408 с.

ФАЦИАЛЬНАЯ ДИАГНОСТИКА ПЛАСТОВ BC_{10}^{0-1} СПОРЫШЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС И ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКОМУ АНАЛИЗУ

Махалов Ю. С.

Научный руководитель Алексеев В. П. д-р геол.-минерал. наук, профессор

Административно Спорышевское месторождение находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на территории г. Ноябрьска.

Объектом исследования послужили продуктивные пласты BC_{10}^{0-1} принадлежащие к нижне-меловым отложениям сортымской свиты Спорышевского месторождения. Конкретно исследования проводились по линии скважин 208, 225, 677, 654. По каждой из скважин были извлечены числовые значения методов самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК), на основании которых проводился геолого-статистический анализ. По кривым ПС и ГК проведена интерпретация, по линии скважин 208, 225, 677, 654. Впоследствии полученные данные были сопоставлены с палеогеографической картой выбранного объекта.

Применение промысловой геофизики для установления условий осадконакопления и проведения палеогеографических реконструкций приобретает все большее значение в связи с тем, что ограниченный вынос керна не обеспечивает проведение детальных литологических исследований. Комплексное использование данных литологии, промысловой геофизики позволяет решать целый ряд вопросов, связанных с выявлением условий формирования, строения и размещения ловушек. Наиболее информативными промыслово - геофизическими методами для получения литологической информации являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК). Доказано наличие связей геофизических параметров с вещественным составом пород, их структурно-текстурными особенностями, емкостно-фильтрационными свойствами и, как следствие, генезисом пород. При определении генезиса отложений Спорышевского месторождения использовался геолого - статистический анализ и диагностика фаций по электрометрическим моделям фаций (ЭМФ) В. С. Муромцева

Для качественной интерпретации каротажных кривых следует использовать комплекс методов. Так метод ГК будет четко выделять границы пластов, а следовательно границы фаций. В целом комплексный подход дает более ясное представление о палеогидродинамических условиях среды. Опираясь на ЭМФ Муромцева В. С. по характерным аномалиям кривых ПС и ГК, выделяются соответствующие фации. По характеру выраженности кривой можно судить об интенсивности седиментационных процессов и уровне гидродинамической активности, что будет являться важными показателями для составления геологической модели. На корреляции по ГИС выделены некоторые закономерности, в частности эффект компенсации в скв. № 225, где вышележащие отложения пачки песчаника на интервале 2495-2505 м. постепенно компенсируют отставание по времени седиментации и на интервале 2480 м. практически приравниваются к остальным скважинам.

В результате фациального анализа при сопоставлении полученных данных с палеогеографическими и тектоническими сведениями по Спорышевскому месторождению было выяснено, что отложения рассматриваемой территории принадлежат к приливно – отливным фациям. Линия скважин по всей видимости проходит вдоль береговой линии. С запада на восток морской бассейн постепенно мелел и переходил в континентальные фации. На кривых ПС и ГК видно постепенное ослабевание характера выраженности аномалии соответствующей фации промоины разрывных течений (3) с юга на север, что означает снижение гидродинамической активности от скв. 208 к скв. 654. Это свидетельствует о том, что краевая часть промоины находилась в южной части, т. е. ближе к скв. 208. В доказательство этому также стоит заметить похожую картину с головной частью промоины (5), которая наиболее выражена в скв. 225 следующей как раз сразу же после 208. Между аномалиями фаций промоин разрывных течений (3,5) видны фации, напоминающие темпестит (4,6) т. е. событийные явления, такие как отложения шторма. Также была отмечена смена цикла

осадконакопления в скв. 677, т.е. если в скважинах 208, 225, 654 на аномалиях фации берегового бара (2) явно виден проциклит (прогрессивный циклит), то в скв. 677 прослеживается ре-проциклит (репрогрессивный циклит). Скорее всего, это значит, что в данной области осадконакопления была фация приливной дельты (1).

Оценка обстановок осадконакопления базируется на корреляционных связях кривой ПС и ГК по каждой из скважин. Запись производилась через каждые 20 см для удобства построения зависимостей, значения ПС были преобразованы в α ПС. Построены графики зависимости α ПС – ГК, на которых можно выделить области, принадлежащие фациям, и предположить, что характер распределения точек говорит о гидродинамической активности во время отложений фаций (рисунок 1).

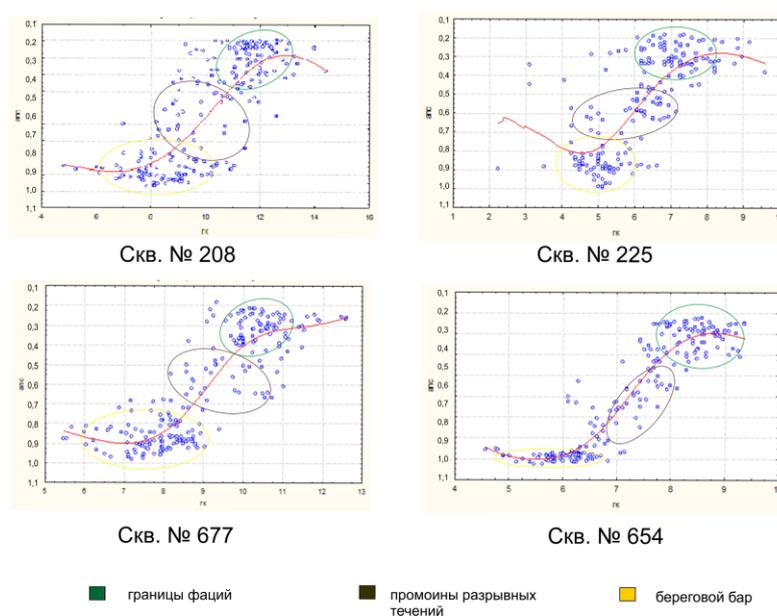


Рисунок 1 – График зависимости числовых значений α ПС – ГК

Результаты исследовательской работы могут помочь в построении более точной геологической модели, чтобы впоследствии делать заключения о местах, обладающих наилучшими коллекторскими свойствами, а также прогнозировать поведение флюида в пласте. Геолого-статистический анализ прямым образом указывает на характер выраженности той или иной фации по распределению точек на графике зависимости α ПС-ГК, что служит хорошим знаком для представления локализации фаций в модели. Фациальная модель поможет предсказать скважинную интерференцию, тем самым улучшит оптимизацию размещения скважин, что впоследствии отразится на качестве выработки запасов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, Э. О. Амон, Ю. Н. Федоров [и др.]; под ред. В. П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. 325 с.
2. Марченко Е. А. Шилова Ю. В. Использование геолого-статистического анализа для прогноза фациальной характеристики разреза // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 30-33.
3. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. 260 с.
4. Санькова Н. В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов: диссертация. ТюмГНГУ, 2012. 164 с.
5. Обстановки осадконакопления и фации: пер. с англ. / под ред. Х. Г. Рединга. – М.: Мир, 1990. Т. 1. 325 с.; Т. 2. 384 с.

ГЕНЕЗИС, ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПЛАСТА ЮС₁¹ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ КОЧЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Шихрагимов К. А.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Объектом исследования является пласт ЮС₁¹ васюганской свиты Кочевского нефтяного месторождения, расположенного в северной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области и приуроченного к северной части Сургутского свода.

Цель работы – выявление минералого-петрографических, и фациальных характеристик, определяющих состав, генезис отложений верхней юры васюганской свиты.

Основные задачи исследований. Проведение макроописания образцов, гранулометрических исследований в шлифах и изучение минералого-петрографического состава обломочных пород.

Фактический материал представлен четырьмя образцами пород, отобранных из пласта ЮС₁¹ васюганской свиты скважины 6052У Кочевского нефтяного месторождения.

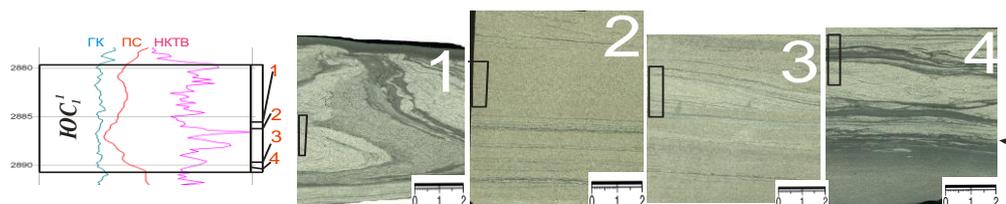
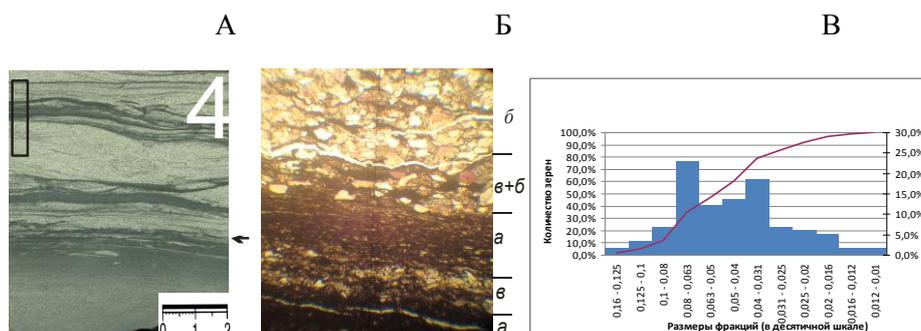


Рисунок 1 – Положение коллектора ЮС₁¹ и привязка образцов керн

Макроописание образцов (с учетом [1]). По результатам макроскопических исследований рассматриваемые отложения накапливались в условиях прибрежной равнины и представленная фациями глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (ватты) (БПВ); алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи) (БПК); алеврито-песчаных осадков передовой части дельты (БДА) и песчано-алевритовые осадки прибрежной части заливов и лагун (БЗА) [1]. В образце № 4 наблюдается ритмичное переслаивание двух составляющих и следы жизнедеятельности илоедов, что очень характерно для данной фациальной обстановки. Здесь же можно выделить контакт двух обстановок показанный стрелкой.

Микроскопическое изучение. Гранулометрический и петрографический анализы в шлифах из песчано-алевритовых пород проводились под микроскопом, с 80-кратным увеличением размера зерен. Произведен подсчет более трехсот зерен в каждом шлифе, измерение зерен проводилось по короткой оси. По составу аллотигенной части изученные песчаные породы относятся к аркозам. Содержание кварца в них составляет 36-43 %, полевых шпатов – 35-42 %, обломков горных пород – 17-22 %.

Построены гистограммы и кумулятивные кривые, отражающие гранулометрический состав пород. На рисунке 2 образца 4 приведено изображение шлифа и гистограмма, на которой видно бимодальное распределение зерен. Это, возможно, свидетельствует о том, что вынос обломочного материала для данного участка развития отложений свиты, осуществлялся несколькими водотоками. Также на рисунке 2, Б можно выделить контакт свыше и нижележащих слоев в интервале $a+b$ и самостоятельных слоевых единиц, отражающих переслаивание песчаника тонкозернистого с алевритом мелко- крупнозернистым.



А – фотография образца; Б – фотография шлифа под увел. 80 раз; В – гистограмма и кумулятивная кривая, отражающие гранулометрический состав

Рисунок 2 – Микроскопическое изучение образца 6052(4)

Динамогенетические диаграммы (с учетом [3]). Для палеодинамических реконструкций использованы диаграммы Г. Ф. Рожкова и Р. Пассеги. Согласно этим диаграммам отложения формировались в прибрежных обстановках осадконакопления с активным гидродинамическим режимом на мелководье и в области волновых процессов на мелководье, нейтральной полосы побережья и в основном отвечают области однородной суспензий.

Выводы. После проведения детальных исследований можно подтвердить сделанный при макроописании вывод о том, что рассматриваемые отложения накапливались в пределах мелководно-бассейновой и переходной групп отложений, формировавшихся в обстановках заливов и лагун, дельтовой, а также приливно-отливной зонах седиментации, для которых основным источником сноса являлись кислые магматические породы. Основным механизмом переноса и осаждения обломочного материала было потоковое осадконакопление и волновые процессы при подчинённой роли приливно-отливных течений.

Полученным данным как минимум не противоречат и данные гранулометрических исследований. Отложения пласта ЮС₁¹ представлены мелко- и тонкозернистыми песчаниками, в переслаивании с мелко- крупнозернистым алевролитом, по большей части с хорошей сортировкой; характеризуются преимущественно одномодальными кривыми. Согласно динамогенетическим диаграммам Р. Пассеги и Г. Ф. Рожкова, отложения формировались в прибрежных обстановках осадконакопления с активным гидродинамическим режимом на мелководье.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 147 с.
2. Бружес Л. Н. Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю1 Тевлинско-Рускинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазосной провинции / Л. Н. Бружес, В. Г. Изотов, Л. М. Ситдикова // Георесурсы. 2010. № 2(34). С. 6-9.
3. Вакуленко Л. Г., Предтеченская Е. А., Чернова Л. С. Опыт применения гранулометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Литосфера. 2003. № 3. С. 99-108.
4. Романовский С. И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. 408 с.

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДОВ ГИС В ОПРЕДЕЛЕНИИ ФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

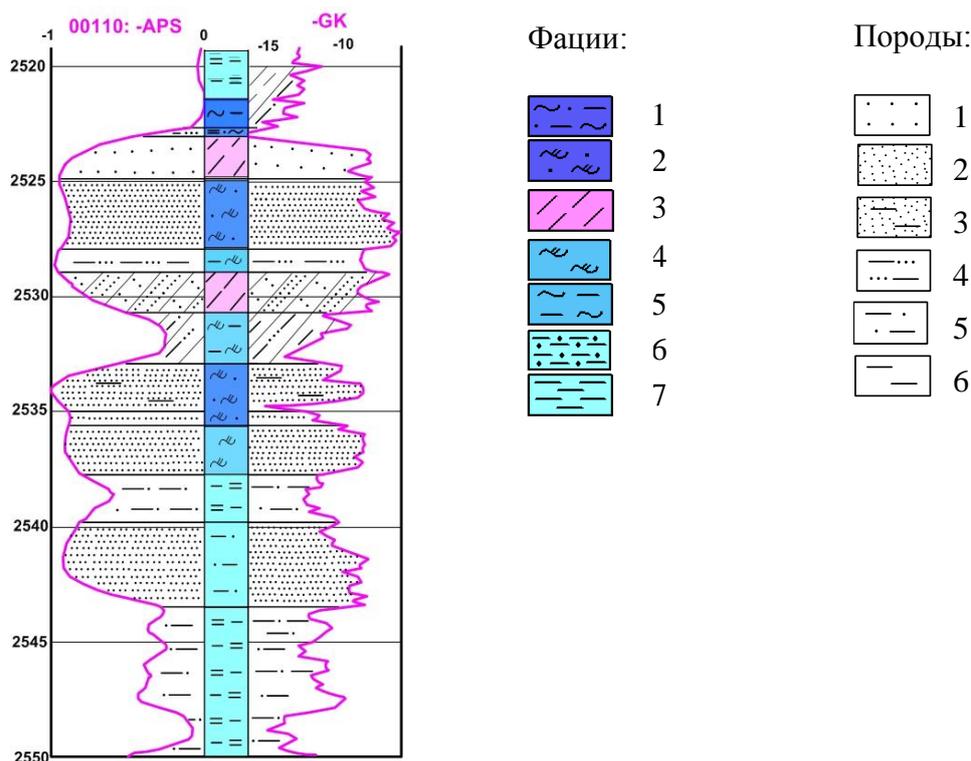
Бердов П. Е.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

В настоящее время не всегда возможно провести исследования в пробуренных скважинах с отбором керна и определить фациальные типы осадконакопления. Проведение геофизических исследований скважин является основным при анализе геологического разреза в скважинах, пробуренных без отбора керна. Данная работа показывает возможности метода обработки результатов ГИС (методы ПС и ГК) для фациального расчленения отложений.

В настоящее время большое внимание уделяется глубокозалегающим отложениям Западно-Сибирского осадочного бассейна, как перспективным на нефть и газ. Объектом изучения является Тевлинско-Русскинское месторождение Западной Сибири (пласт БС₁₀) [1].

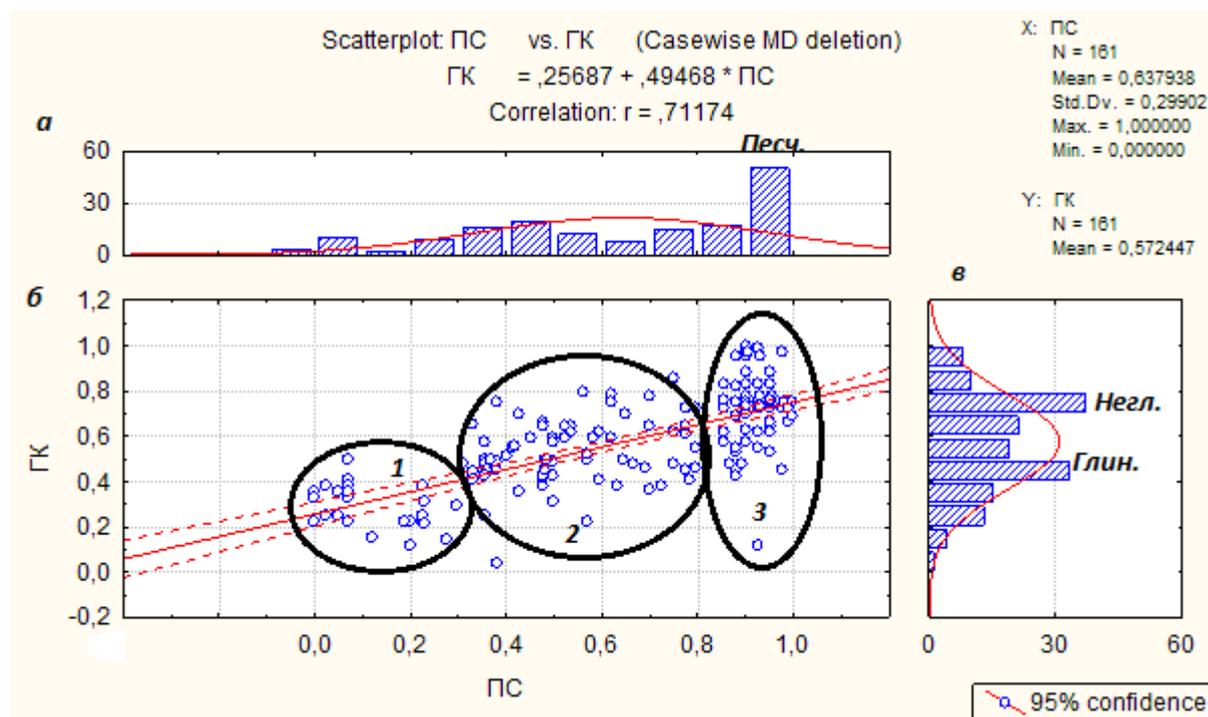
На рисунке 1 представлен фрагмент каротажной диаграммы с кривыми ПС и ГК в интервале глубин 2520-2552 м. Числовые значения кривых ПС и ГК обработаны в программе STATISTICA с определением коэффициента корреляции между параметрами, составившего $r = 0,71$.



Фации: 1 – малоподвижное мелководье (БПП); 2 – активные участки мелководья (БПА); 3 – конуса выноса рек (БДД); 4 – песчаных осадков сильноподвижного мелководья (БМБ); 5 – подвижного удаленного мелководья (БМП); 6 – песчано-алевритовых осадков открытой части бассейна (БУТ); 7 – алеврито-глинистых осадков подвижной части бассейна (БУГ); породы: 1 – средне-крупнозернистый песчаник; 2 – мелкозернистый песчаник; 3 – тонкозернистый песчаник; 4 – крупнозернистый алевролит; 5 – мелкозернистый алевролит; 6 – аргиллит

Рисунок 1 – Фрагмент ГИС методами ПС и ГК пласта БС₁₀ Тевлинско-Русскинского месторождения

При обработке данных электрокаротажа получен трехмодальный график распределения (рисунок 2, а), на котором выделяется максимальное модальное значение ПС, свойственное песчанику. Два остальных максимума характеризуют аргиллиты и преимущественно алевролит. По диаграмме ГК (рисунок 2, в) отчетливо выделяются два максимума. Первый из них характеризует глинистую составляющую песчаных пород, второй – указывает на собственно глинистые породы. Анализируя полученные результаты, можно определить фациальные обстановки осадконакопления (они все попадают в группу бассейновых отложений) [2]:



а – график распределения ПС; б – общее распределение ГК-ПС; в – график распределения ГК

Рисунок 2 – Диаграмма распределения значений ПС и ГК

По диаграмме общего распределения ГК-ПС (рисунок 2, б) выделяются три группы отложений. Первая группа с координатами 0,05 ПС – 0,2 ГК отображает алевроаргиллиты, относящиеся к фации застойных-глубоководных отложений (БМА). Вторая (координаты 0,4 ПС - 0,4 ГК) объединяет группу отложений, возможно алевролитов и тонких песков приливно-отливной зоны и активных участков мелководья, относимых к фациям БПВ-БПА. И третья, со стабильным максимумом ПС, близким к единице и немного «плавающим» ГК от 0,4-1, указывает на песчаники, различающиеся по радиоактивности, и относится к фациям БМ-БД.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Русский В. И. [и др.]. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Алексеев В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.

ПРОБЛЕМА ТУРБИДИТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

Буторин А. С.

ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Ачимовский нефтегазоносный комплекс в Западно-Сибирском регионе представляет собой распределенные на большой площади линзовидные песчаные образования (как показано на рисунке 1). Ачимовская толща Восточно-Уренгойской зоны Западной Сибири, которая протягивается с севера на юг от Северо-Уренгойского до Западно-Таркосалинского месторождения на расстояние 200 км, имеет ширину 100-120 км от Северо-Уренгойского до Тазовского месторождения – на севере и от Юбилейного до Усть-Ямсовейского месторождения – на юге. Ачимовские отложения залегают на глубинах 3150-3800 м. Отложения зоны смятия представлены линзовидными песчаниками [4].

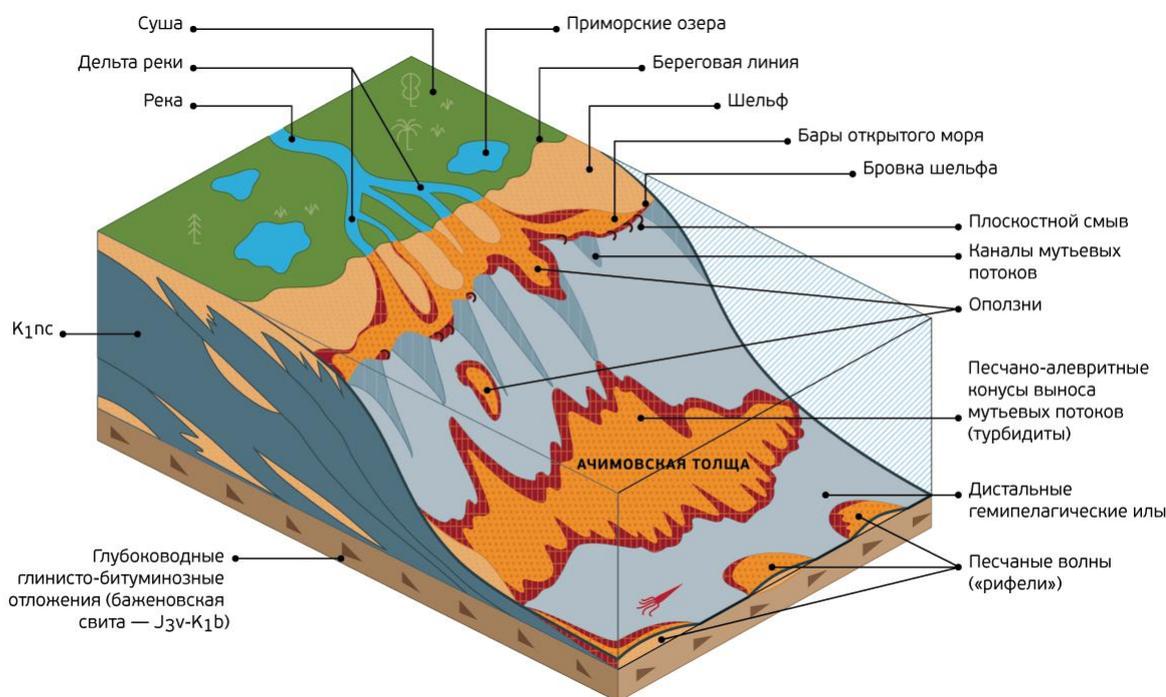


Рисунок 1 – Схема формирования неокомских отложений [3]

Модель строения, условия образования и генезис ачимовской толщи до сих пор остаются предметом дискуссий в среде геологов. Одним из основных объектов споров является вопрос о присутствии турбидитов в ачимовской толще. Существуют две основные точки зрения по этой проблеме. Некоторые специалисты считают, что наличие турбидитов в ачимовской толще есть истина, другие же, напротив, опровергают это утверждение.

На сегодняшний день преобладает первая точка зрения, которая гласит, что в ачимовской толще залегают всё-таки турбидиты. Большинство объясняет образование турбидитов тем, что ачимовские отложения сформированы в более глубоководных частях аванделъта, где они в основном представлены глубоководными конусами выноса турбидитовых потоков [4]. Подтверждением турбидитной природы образования ачимовской толщи также являются мощные толщи закономерно переслаивающихся песчаников и глин; базальные контакты слоев песка – резкие и характеризуются наличием разнообразных и деформационных структур, зеркал скольжения и оползней; пески характеризуются градационной слоистостью.

По мнению Храмцовой, являющейся сторонником присутствия турбидитов в ачимовской толще, текстуры смятия обусловлены лавинной седиментацией и конусами выноса. По набору текстур выделены два типа разреза турбидитов: разрез среднезернистых турбидитов – классическая последовательность Боума; разрез мелкозернистых турбидитов – литофации глин с прослоями алевролита и градационной слоистостью. В породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны полной текстурной последовательности Боума не отмечается, это связано с исчезновением нижних интервалов в результате снижения скорости вниз по течению потока [4].

Сегодня этот вопрос остается открытым, поскольку существуют опровержения всех вышеперечисленных утверждений. Во-первых, для образования турбидитов необходим второй уровень лавинной седиментации, чего не наблюдается в ачимовской толще; следовательно, глубина недостаточная для образования турбидитов, т.к. для них нужен большой «столб» воды, а значит давление. Во-вторых, для турбидитов характерна гравитационная расслоенность и наличие элементов А и В по циклу Боума, а в ачимовских отложениях эти элементы отсутствуют. В-третьих, текстуры смятия, на которые опираются современные геологи, могут образовывать не только турбидиты, но и обычные дельтовые выносы.

Сложность строения комплекса является основной причиной различных точек зрения на условия его формирования. Соответственно, разрабатываются различные модели строения и карты неоконских отложений, технологические схемы разработки. По условиям формирования отложений можно выделить три принципиально различные точки зрения. Более ранняя модель предусматривала строго горизонтально-слоистое строение неоконка, затем появились представления о косослоистом, кулисообразном строении неоконских отложений и, наконец, новым этапом в познании неоконской толщи явились представления о клиноформном строении, которые в последние годы стали господствующими [1, 2].

Вопрос о наличии турбидитов в ачимовской толще по сей день остается не решенным. Сложность состоит в том, что некоторые признаки залегания турбидитов отсутствуют, и дать однозначный ответ на этот вопрос непросто.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белонин М. Д., Брехунцов А. М. [и др.]. Закономерности формирования и распространения ачимовских песчаников в осевой зоне неоконского морского бассейна седиментации // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: Изд-во «Путиведь», 2002. № 5. С. 109-117.
2. Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 141 с.
3. Калинин В. Ачимовский резерв // Сибирская нефть. 2012. № 8/95. С. 52-56.
4. Храмцова А. В. Литологические особенности строения и нефтегазоносность ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны: автореф. дис.... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2006. 18 с.

К ВОПРОСУ О ВИЗУАЛЬНОМ И МИКРОСКОПИЧЕСКОМ ИЗУЧЕНИИ КЕРНА

Грехова Н. А.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Общеизвестно, что керн является основным источником и носителем информации о свойствах горных пород, так как дает возможность их визуального и непосредственного изучения. «Научно-производственным Центром по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли» (ОАО «НПЦ «Недра») были представлены песчаники пласта Ю₁₂ нижнекотухтинской подсвиты, вскрытого в интервале глубин 3731,0...3834,0 м Ярудейской параметрической скважиной 38. В административном отношении скважина расположена в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 46 км к западу от г. Надыма. В тектоническом плане – на южном окончании Ярудейского мегавала. Керн отбирался начиная с глубины 3753,5 м по 3834 м и был использован для определения обстановки осадконакопления, выполнения петрографического и гранулометрического анализов.

Один из детально изученных образцов показан на рисунке 1. Мелкосреднезернистый песчаник, сортированность хорошая, слоистость мелкая, косоволнистая, прерывистая, подчеркнутая небольшим количеством растительного детрита. В верхней части образца наблюдаются прослойки углистого материала. Редкие слои с мелким детритом указывают на флазерную слоистость, присущую баровому мелководью. Отложения открытого бассейнового мелководья (макрофация БМ). Фация песчаных осадков сильноподвижного мелководья (аккумулятивные формы: бары, косы, пересыпи) – БМБ [1].

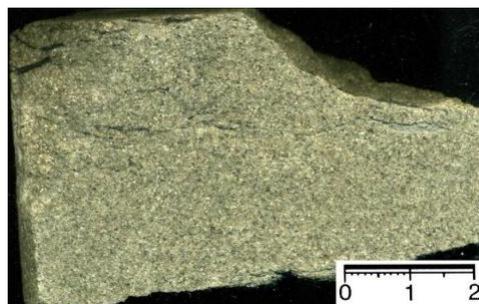
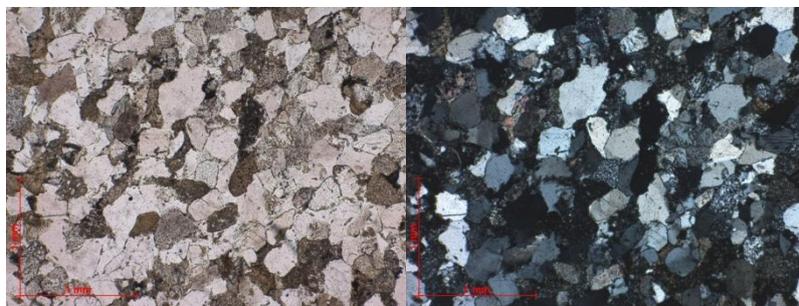


Рисунок 1 – Образец 425

По данным петрографического анализа (рисунок 2) песчаник мелкосреднезернистый с примесью тонко- и крупнозернистого материала кварцевый граувакковый. Структура псаммитовая мелкосреднезернистая. Видны зерна пород, полевого шпата, кварца, крупные пластинки мусковита. Цемент глинистый, порово-контактный, заполняет промежутки между зернами. Размеры зерен от 0,063-0,63 мм, преобладающая фракция 0,25-0,2 мм. В минералогическом составе породообразующей части песчаника 58 % составляют зерна кварца остроугольные, угловато-окатанные, неправильной, клиновидно-удлиненной формы; очертания зерен извилистые, угасание нормальное. Полевые шпаты – 15%, плагиоклазы с тонкими полисинтетическими двойниками, калиевые полевые шпаты пелитизированы. Обломки пород – 26 %, среди обломков пород преобладают кремнистые, встречаются кварциты. Средняя степень сортировки обломков хорошо видна в шлифах: наряду с крупными размерами зерен, в поле зрения наблюдаются и мелкие.

Результаты гранулометрического анализа, выполненного в шлифе, представлены на гистограмме (рисунок 3). Средний размер частиц является важнейшим гранулометрическим параметром, он хорошо фиксирует положение эмпирического распределения состава на шкале размерностей и характеризует гидродинамический уровень среды седиментации. Подсчитанный средний размер частиц равен 0,241 мм, это подтверждает, что данный песчаник занимает промежуточное положение между мелко- и среднезернистыми типами (граница 0,25 мм). Коэффициент сортировки (σ) характеризует однородность материала: чем меньше его значение, тем лучше сортированность породы. Энтропийный коэффициент сортировки (H_r) равен 0,594, что свидетельствует об умеренной, близкой к хорошей сортировке осадков. Положительные значения асимметрии показывают, что модальный размер в эмпирическом распределении больше среднего размера гранулометрического состава. В таких распределениях преобладают классы с большой

размерностью частиц, а тонкозернистые составляют так называемые «хвосты» распределений. Положительное значение эксцесса (E) указывает на стабильность переработки и пересортировки обломочного материала на относительном уровне, определяющимся средним размером диаметра зерен, т. е. скорость динамической обработки (сортировки) обломочного материала превышала интенсивность его привноса [2].



а) Николи II. Увел. 25

б) Николи +. Увел. 25



в) Николи II. Увел. 100

г) Николи +. Увел. 100

Рисунок 2 – Особенности песчаника пласта Ю₁₂ нижнекотухтинской подсветы



Рисунок 3 – Гистограмма распределения зерен по фракциям и кумулятивная кривая

Размерность частиц, слагающих породу, и соотношение выделенных фракций – ведущие параметры, характеризующие терригенные отложения. Полученные при гранулометрическом анализе данные не опровергают принадлежность песчаника к фации песчаных осадков сильноподвижного мелководья (аккумулятивные формы: бары, косы, пересыпи) – БМБ. В значительной степени это подкрепляется микроскопическим изучением пород: гранулометрическим анализом и вещественно-петрографическими исследованиями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи северной Евразии). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Методы обработки и генетической интерпретации данных дробного гранулометрического анализа [Электронный ресурс]. URL: www.lithology.ru.

О МЕТОДОЛОГИИ В ЛИТОЛОГИИ

Грачёв А. В., Круглов С. Д.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Как и любая наука, литология требует установления взаимодействия между элементами разных уровней организации. Второй не менее важной проблемой является поиск связей со смежными дисциплинами. Вышеупомянутые задачи входят в круг вопросов методологии, решение которых по нашему мнению в принципе требует использования не очень большого количества базовых понятий.

На рисунке 1 отражены различные подходы в изучении таких объектов, как фации и цикличность. За основу взяты известные методы исследования. Связь между объектом и способом его изучения проиллюстрирована с помощью указателей, которые характеризуют и качество получаемой информации. Подробнее остановимся на частях предложенной схемы.

С помощью сейсмических исследований можем определить фацию. Однако такой метод изучения будет носить субъективный характер, поскольку немаловажным фактором такого изучения является «вольная» интерпретация полученных данных, и порой недостоверное отражение ситуации.

Непосредственно за счёт прямого наблюдения можно установить как фацию, так и цикличность. Однако не всегда имеется выход пород на дневную поверхность, и довольно часто породы подвержены внешним геологическим процессам, затрудняющим их исследование на начальном этапе.

Использование нескольких методов каротажа ГИС (геофизические исследования скважин) могут обеспечить довольно достоверное определение фации. Такими методами могут выступить радиоактивный каротаж и метод кажущегося сопротивления. С точки зрения авторов, определение цикличности имеет ряд недостатков; одним из наиболее весомых является выбор начала циклов.

Наиболее оптимальным способом установления как фации, так и цикличности, служит керновый материал, который является единственным «немым» свидетелем процессов осадконакопления [1]. В связи с малым отбором кернового материала при бурении затрудняется прослеживание изменения пород и условий их отложения (цикличность).



Рисунок 1 – Комплекс методов изучения осадочных образований, позволяющих определить фации и цикличность

На рисунке 2 приведено взаимоотношение используемых понятий для хорошо изученного и важного в практическом плане объекта, которым являются неокомские клиноформы Западно-Сибирского осадочного мегабассейна.



Рисунок 2 – Схема соподчинённости основных представлений в области фациально-формационного анализа в литологии

Все понятия разделены на группы, обозначенные различными геометрическими фигурами. Элементы групп имеют наиболее тесную связь, и она выражена своим видом указателя. Уместно подчеркнуть, что в выше предложенной схеме слева направо идёт увеличения ранга по иерархической лестнице. Добавим, что глобальные процессы оказывают влияние на все единицы в той или иной мере [2].

В качестве результата проделанной работы, можно отметить, что, во-первых, данная схема соединяет основные единицы литологии, во-вторых, учитывает связь между ними, и, в-третьих, она компактна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Литология: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2004. 253 с.
2. Алексеев В. П., Покровский М. П. Формационный анализ: курс графолекций. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2012. 62 с.

ТВЕРДЫЕ БИТУМЫ В ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Круглов С. Д.

Научный руководитель Мизенс Г. А., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

В южной части Предуральского прогиба широко развиты отложения молассовой формации суммарной мощностью свыше 5-6 км. Как в свое время было показано В. П. Твердохлебовым [2000а, 2000б и др.], верхнепермские и нижнетриасовые отложения здесь формировались в условиях предгорной пролювиально-алювиальной равнины и представляют собой отложения шлейфа предгорных конусов выноса. На востоке в их составе присутствуют валунные и галечные конгломераты, гравелиты, песчаники, в западных разрезах преобладают песчано-глинистые породы с многочисленными горизонтами каличе, иногда встречаются доломиты и гипсы. Состав конгломератов изменчивый, но в целом преобладают гальки кремней, кварцитов и кварцитовидных песчаников. Пористость триасовых песчаников высокая. По данным ГИС, она изменяется от 18 % до 27 %, а по результатам интерпретации разрезов скважин, до 25 % мощности песчаных пачек могут составлять коллекторы. Однако перспективными в отношении нефтегазоносности являются только южные районы Оренбургской области, так как на севере этой области (до правобережья р. Урал) и на юге Башкортостана отсутствуют хорошие покрывки [Данилова, 2008].

Представительный разрез грубообломочных отложений нижнего триаса восточной зоны прогиба обнажается на правобережье р. Белая, ниже устья р. Нугуш. Здесь, на западном склоне хребта Хара-Тау на большом протяжении вскрыты конгломераты, гравелиты и песчаники общей мощностью свыше 20 м. Генетически рассматриваемые породы, представляют собой русловый пролювий.

В верхней части упомянутой толщи залегает серия неровных пластообразных тел твердого битумного вещества черного цвета. Толщина этих образований от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров, протяженность от 10-20 см до 10-20 м. Обычно они залегают параллельно напластованию, но нередко можно видеть изгибы, выклинивания, встречаются наклонные и даже вертикальные отрезки, соединяющие тела на разных уровнях. Битумное вещество пропитывает пустое пространство среди галек, образуют пленки на их поверхности. Границы этих тел относительно параллельные, хотя и неровные, иногда расплывчатые. Судя по характеру залегания, жидкое вещество проникало по каналам, трещинам снизу и растекалось по неровной поверхности галечника. Очевидно, что вещество было довольно вязкое, иначе оно бы быстро просочилось среди галек и не растекалось бы на многие метры по поверхности в виде плоскопараллельного тела. Если бы битумное вещество не достигало поверхности, оно бы формировало не плоские, а неправильные тела. Судя по тому, что линзы битумов располагаются на разных, довольно многочисленных, уровнях, флюид проникал на поверхность с перерывами, но канал (трещина?) по которому он проникал, не обнажен.

По физическим характеристикам (высокая твердость, хрупкость) описанное вещество относится к группе асфальтитов. По данным анализа выполненного в г. Екатеринбурге, в лаборатории ВУХИН, в его составе содержится 9,23 % углерода, 12,64 % водорода, 0,88 % азота, 0,55 % органической серы и 76,7 % кислорода. Таким образом, рассматриваемое вещество существенно отличается от типичных асфальтитов, главным образом по высокому содержанию кислорода. В природе, однако, известны [Геологический словарь....] асфальто-смолистые вещества, которые содержат до 90 % кислорода, кроме того известны оксикериты (сильно окисленные асфальтовые битумы), в них также содержится повышенное количество кислорода по сравнению с типичными асфальтитами.

Рассматриваемое проявление битумов в литературе не описано. Тем не менее, в данном регионе среди отложений молассовой формации залежи твердых битумов известны. Прежде всего, это Садкинское и Ивановское месторождения асфальтитов, расположенные в

Оренбургской области вблизи г. Бугуруслан. Садкинское месторождение (около пос. Садки) представляет собой вертикальную жилу длиной 630 м и мощностью до 11,5 м, залегающую в тектонической трещине среди песчаников, аргиллитов и известняков верхнетатарского подъяруса верхней перми [Мжачих, 1959; Копрова и др., 1961; и др.]. Ивановское месторождение (в 30 км от пос. Садки) – в виде почти горизонтально расположенного пластового тела (жилы), мощностью от 1,4 до 7,2 м, залегает среди эвапоритов казанского яруса.

Твердые битумы известны также на севере, в Приуральской части Русской платформы, где они залегают среди карбонатных и терригенных отложений верхнего девона и нижнего карбона и одно проявление присутствует среди песчаников верхней перми Предуральского прогиба (Малокожвинское месторождение), представляющее собой небольшое скопление асфальта в виде покрова мощностью до 1 метра. При этом отмечают [Черевко Н.К, 1999] различия в химической структуре и составе асфальтитов, находящихся в близповерхностных условиях и на глубине. Это объясняется более интенсивным течением процесса распада алифатических и ароматических структур в асфальтитах в зоне гипергинеза.

Происхождение месторождений Бугурусланского района, скорее всего, связано с тектоническими нарушениями. Образовавшиеся трещины под давлением заполнялись вязкой нефтью и расширялись, в том числе по контакту пород различного литологического состава [Копрова и др., 1961]. В качестве источника для образования жил асфальтита при этом назывались нефти из нижне- и верхнепермских отложений, залежи которых в свою очередь сформировались за счет поступления углеводородов из терригенной части нижнего карбона. Асфальты и кериты Севера Урала связаны с эрозионными размывами в пределах инверсионных поднятий, сопровождающиеся разрушением нефтяных залежей [Черевко Н. К, 1999]. Они, также как и на юге, являются дериватами, залегающей на глубине нефти.

Можно предположить, что происхождение линз асфальтитов в триасовых отложениях на р. Белая, как и в Бугурусланском районе, связано с битумной жилой и/или ее апофизами. Если это справедливо, то можно достаточно уверенно говорить и о времени образования жилы (нижний триас), так как рассматриваемые тела битумов, несомненно, являются сингенетичными. Как было отмечено выше, восточные (проксимальные) части триасовых конусов выноса не являются перспективными на жидкие и газообразные углеводороды из-за отсутствия покрышек [Данилова, 2008]. В то же время присутствия залежей твердых битумов в них, очевидно, исключить нельзя, поскольку наличие покрышек для них не обязательно. Можно предположить, что своеобразный химический состав (высокое содержание кислорода) триасовых битумов связан с процессами окисления в пределах коры выветривания.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ (грант №12-05-31274 мол_а).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологический словарь. – М.: Недра, 1973. Т. 1. 486 с. Т. 2. 456 с.
2. Данилова Е. А. Перспективы нефтегазоносности отложений триаса Предуральского краевого прогиба. – Уфа: ИГ УНЦ РАН. 2008. С. 248.
3. Копрова Н. А., Андреев В. Н., Ведунова Н. К., Кузьминова М. Г., Поляков К. В. Условия образования жильных месторождений асфальтита на территории Куйбышевской и Оренбургской областей // Труды Куйбышевск. НИИ НП. Вып. 7. – Куйбышев: Куйбышевск. НИИ НП, 1961. 123 с.
4. Мжачих К. И. К вопросу о генезисе сернистых асфальтов и асфальтитов Оренбургской области // Геология и разработка нефтяных месторождений // Труды Гипростокнефть. Вып. 2. – М.: Гостоптехиздат, 1959. С. 178-200.
5. Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, Уралгеолком, 1993.
6. Твердохлебов В. П. Предгорные конусы выноса и эоловые отложения как индикаторы аридности климата на востоке Европейской части России в начале триаса // Изв. вузов. Геология и разведка. 2001а. № 1. С. 53-57.
7. Твердохлебов В. П. Особенности накопления аллювиальных и дельтовых образований в условиях аридного климата // Изв. вузов. Геология и разведка. 2001б. № 2. С. 146-148.
8. Черевко Н. К. Твердые битумы европейского северо-востока России. – Екатеринбург: УрО РАН, 1999.

ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД ПЛАСТА БС₁₀⁰ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Мамадалиев А. Н.

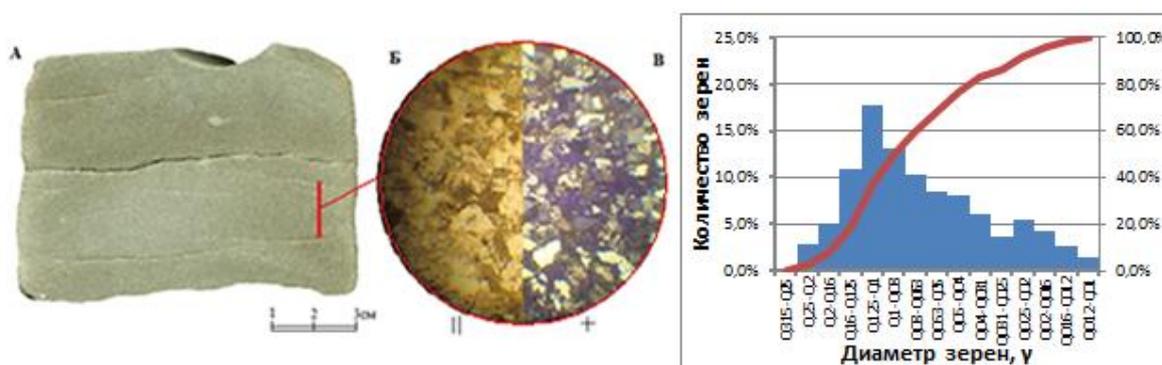
Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Цель работы – определение генезиса и установление гранулометрического и петрографического состава пород коллектора БС₁₀⁰ Северо-Конитлорского месторождения.

Поставлены следующие задачи: 1. Макроскопическое описание образцов керна; 2. Микроскопическое исследование пород в шлифах; 3. Интерпретация полученных результатов.

Исследовано четыре образца керна, отобранных с разных глубин пласта БС₁₀⁰ из скважины 299П Северо-Конитлорского месторождения. Интервал отбора керна составил 4 м, вынос полный.

Привязка образцов керна по глубинам: начало интервала – 2567 м, обр. 1 - +0,2 м, обр. 2 - +0,55 м, обр. 3 - +1,02 м, обр. 4 - +2,1 м от верха.



А – образец керна; Б – фото шлифа при 80-кратном увеличении:
П – в параллельных николях, + - в скрещенных николях; В – гистограмма и кумулятивная кривая по результатам гранулометрического анализа

Рисунок 1 – Результаты исследований образца 2

Макроописание образцов керна. Образцы представлены песчаником светло-серым, тонко – мелкозернистым, с примесью алевrolита, сортировка средняя до плохой, текстура слоистая, слоистость косо-волнистая слабосрезанная, встречается малое количество рассеянного мелкого детрита (рисунок, А).

Фация алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья (ОВМ) обр. 2, 3 и 4, сменяется в обр. 1 фацией песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД). Это видно по характерной косои слоистости, хорошей сортировке материала и преобладанию более тонкой фракции [1].

Микроскопическое исследование пород в шлифах. Гранулометрический и петрографический анализы пород проводились под микроскопом с 80-кратным увеличением. По каждому шлифу посчитано не менее 350 зерен. Сделано фото шлифов в параллельных и скрещенных николях (рисунок, Б).

По петрографическому составу породы относятся к аркозовой группе: кварц – 31-36 %, полевые шпаты – 48-53 %, обломки горных пород – 12-16 %.

Наглядно результаты гранулометрического анализа могут быть отражены на гистограммах и кумулятивных кривых (рисунок, В).

При помощи математической статистики рассчитаны основные статистические характеристики, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные статистические характеристики

Характеристика	Обр. 1	Обр. 2	Обр. 3	Обр. 4
Асимметрия, A	0,574	0,593	0,662	0,569
Эксцесс, E	-0,095	-0,483	-0,247	-0,579
1 %-й квантиль, C	0,17	0,26	0,31	0,28
Медиана, Md	0,070	0,102	0,113	0,104
Средний размер частиц, $X_{ср}$	0,064	0,064	0,064	0,064
Коэффициент сортировки, σ	2,428	3,148	3,304	3,389

Тремя разными методами (метод моментов, метод П. Траска и энтропийный метод) были рассчитаны коэффициенты сортировки для всех четырех образцов, которые представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Коэффициенты сортировки осадочного материала

Коэффициент	Обр. 1	Обр. 2	Обр. 3	Обр. 4
σ	2,428	3,148	3,304	3,389
hr	2,177	2,454	2,497	2,520
So	1,330	1,550	1,620	1,690

Примечание. σ – коэффициент сортировки, рассчитанный методом моментов, hr – нормированный энтропийный коэффициент сортировки, So – коэффициент сортировки, рассчитанный методом П. Траска.

Как видно из таблицы 2, значения сортированности зерен по каждому методу различаются, но по всем трем методам четко прослеживается тенденция ухудшения сортированности материала вниз по разрезу (от обр. 1 к обр. 4). Также мы видим, что сортировка обр. 1 значительно лучше, чем в остальных образцах. Это свидетельствует об ином гидродинамическом режиме [2].

Методом моментов рассчитаны значения асимметрии A и эксцесса E , которые нанесены на динамогенетическую диаграмму Г. Ф. Рожкова. Количественно определены значения 1 %-го квантиля C и медианы Md для динамической диаграммы Р. Пассеги.

На динамогенетической диаграмме Г. Ф. Рожкова фигуративные точки сконцентрировались в правой верхней части диаграммы, в поле, которое соответствует сильным речным или вдольбереговым течениям (континентальные речные или прибрежно-морские фации) [3].

На динамической диаграмме Р. Пассеги обр. 1 попал в поле «однородная суспензия», а обр. 2, 3 и 4 сосредоточились в области градационной суспензии.

Выводы. В результате проведенных исследований выявлен комплекс петрографических и гранулометрических параметров, определяющих состав и генезис отложений пласта BC_{10}^0 Северо-Конитлорского месторождения. Отложения его верхней части накапливались в зоне подвижного озерного мелководья. Согласно макроописанию кернового материала вверх по разрезу фация алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья (ОВМ) сменяется фацией песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гроссгейм В. А., Бескровная О. В., Геращенко И. Л. [и др.]. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа). – Л.: Недра, 1984. 271 с.
2. Мордвинцев М. В., Видик С. В. Литолого-петрофизические особенности продуктивных пластов BC_{10} - BC_{11} Дружного месторождения // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 56 – 67.
3. Шванов В. Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. 269 с.

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПЕСЧАНИКОВ ТЮМЕНСКОЙ И ВАСЮГАНСКОЙ СВИТ НА ПРИМЕРЕ ЕН-ЯХИНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Нетак Е. Б.

Научный руководитель Алексеев В. П., д-р геол.-минерал. наук, профессор
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

Для изучения осадочных пород применяется множество методов, однако одним из важнейших является гранулометрический анализ. Он позволяет получить характеристику зернового состава, без которой невозможно даже правильно назвать породу. Результаты обработки данных гранулометрического состава несут ценную информацию об условиях формирования и локализации пород, кроме того они являются отличным источником информации о коллекторах Западной Сибири.

В пределах Песцового вала Уренгойского нефтегазоносного района севера Западной Сибири пробурена Ен-Яхинская параметрическая скважина глубиной 8250 м с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов мезозоя и палеозоя.

Объектом изучения явились породы тюменской свиты, представляющие нижнеплитный этаж Западно-Сибирской плиты, и отложения васюганской свиты, относящиеся к собственно плитному этажу [2].

Для исследований отобрано пять образцов: № 381, гл. 3951,17 м (васюганская свита, пласт Ю₂⁰); № 424, гл. 3971,76 м (верхнетюменская подсвита, пласт ЮГ₂); № 499, гл. 4055,22 м (верхнетюменская подсвита, кровля пласта ЮГ₃); № 562, гл. 4064,20 м (верхнетюменская подсвита, подошва пласта ЮГ₃); № 628, гл. 4666,80 м (нижнетюменская подсвита, пласт ЮГ₉). По керновому материалу определены обстановки осадконакопления (таблица 1) по методике Ю. А. Жемчужникова, которую впоследствии использовал В. П. Алексеев [1].

Таблица 1 – Схема фациального расчленения отложений

№ образца	Группа, подгруппа	Макрофация	Микрофация	Индекс
381	Бассейновая, мелководно-бассейновая	Отложений полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья (БП)	Глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (ватты)	БПВ
424	Континент-тальная, озерная	Отложений открытых озерных водоемов (ОВ)	Песчаных осадков конуса выноса рек в озера	ОВД
499			Алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья	ОВМ
562				ОВМ
628			Песчаных и глинисто-алевритовых осадков полуизолированного малоподвижного мелководья крупных озер / Алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья	От ОВП к ОВМ

На рисунке 1 приведены результаты выполненного гранулометрического анализа образцов. По классификации В. Н. Шванова все песчаники мезомиктовые. Подсчитанный энтропийный коэффициент сортировки указывает на её характер: материал образцов № 424, 499, 562 и 628 плохо сортирован. Энтропийный коэффициент образца № 381 равен 0,596, что свидетельствует об умеренной, близкой к хорошей сортировке осадков.

Положительное значение эксцесса образца № 381 указывает на стабильность переработки и пересортировки обломочного материала на относительном уровне,

определяющимся средним размером диаметра зерен, т. е. скорость динамической обработки (сортировки) привносимого обломочного материала превышала интенсивность его привноса.

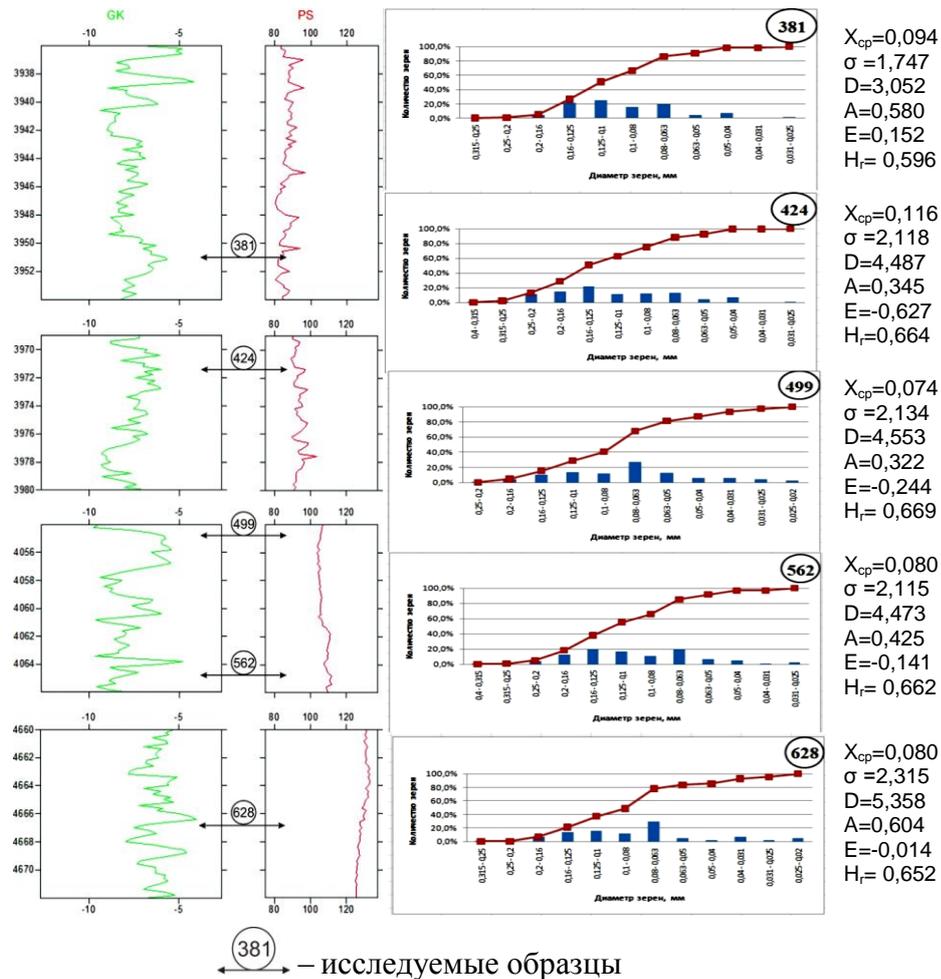


Рисунок 1 – Разрез Ен-Яхинской параметрической скважины, графики распределения песчано-алевритового материала

Близкое к нулевому значение эксцесса образца № 628 говорит о том, что интенсивность привноса обломочного материала и скорость динамической переработки были в равновесном состоянии. Отрицательные меры эксцесса образцов № 424, 499 и 562 дают возможность судить о динамически застойных условиях осадконакопления.

Проведенные исследования по представленным образцам подтверждают результаты, полученные при первичной визуальной диагностике. Также можно сделать вывод о том, что отложения васюганской свиты существенно отличаются от отложений тюменской свиты по своему составу и, соответственно по условиям формирования и локализации: в разрезе Ен-Яхинской параметрической скважины нижнеплитный комплекс Западно-Сибирской плиты представлен континентальными озерными отложениями, а собственно плитный – прибрежно-морскими.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). – Екатеринбург: Изд-во: УГГУ, 2007. 209 с.
2. Русский В. И. Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 514 с.

СХОДСТВА И РАЗЛИЧИЯ КЛИНОФОРМНЫХ ТЕЛ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ И ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

Паньшин А. Н.

ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

В условиях Западной Сибирской и Волго-Уральской провинций геологи вплотную подошли к завершению этапа поисков УВ в структурных ловушках. Там, где отмечается наибольшая плотность бурения, ощущается структурный «голод». В связи с этим поиски и разведка неструктурных ловушек — дело самого ближайшего будущего. Наиболее перспективный в этом отношении объект — клиноформные толщи — основной нефтегазоносный комплекс регионов, одновременно являющийся одной из наименее изученных частей разрезов осадочных отложений в плане выявления неструктурных ловушек.

Большинство исследователей под клиноформными отложениями понимают циклически построенную толщу заполнения глубоководного бассейна путем бокового наращивания континентального склона. Отдельные клиноформы представляют собой результат единичного цикла осадконакопления и подразделяются на шельфовую, склоновую части и подножие шельфового склона. Фациальное разнообразие накопления клиноформных отложений обуславливает многообразие типов неантиклинальных ловушек УВ.

Следует заметить, что клиноформные тела Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП сходны по циклическому строению и различны по вмещающим породам. Так, клиноформным телам услонской свиты Казанско-Кировского прогиба свойственно чередование глинистых и карбонатных пород [1], а у неокомского бассейна от Красноленинского свода до Александровского мегавала на востоке накапливались осадки чередование которых привело к формированию песчаных и глинистых клиноформ [2].

Асимметричное боковое заполнение неокомского бассейна представляло собой циклический процесс. В течение одного цикла накапливались осадки, образующие группу пластов и формирующие одну клиноформу. В пространстве и времени наблюдается чередование преимущественно песчаных и глинистых клиноформ. Этап клиноформного заполнения неокомского бассейна длился 20-22 млн. лет, начиная с берриасского века и кончая готеривским. За это время в пределах Широкого Приобья (от центра палеобассейна в пределах Красноленинского свода до Александровского мегавала на востоке) сформировалось примерно 15 клиноформ, накопление каждой длилось 1-1,5 млн лет (рисунок 1) [2].

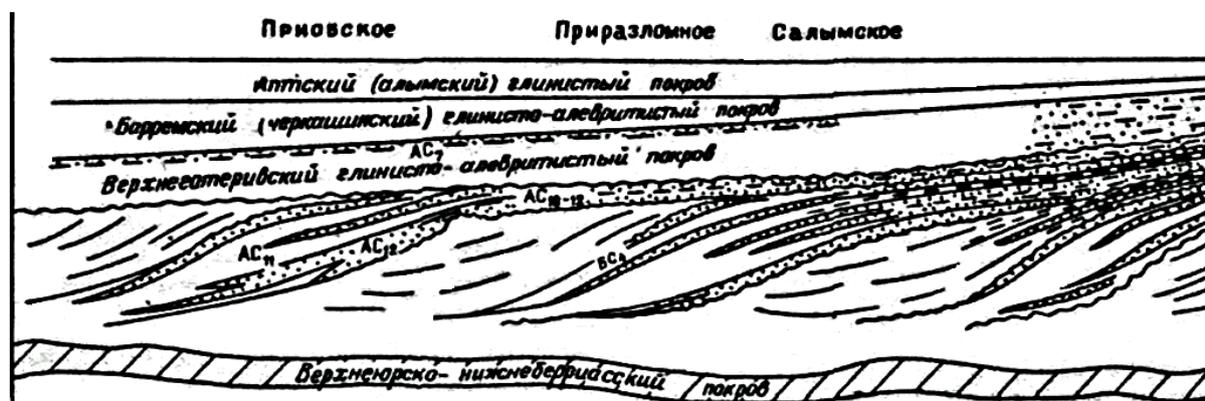
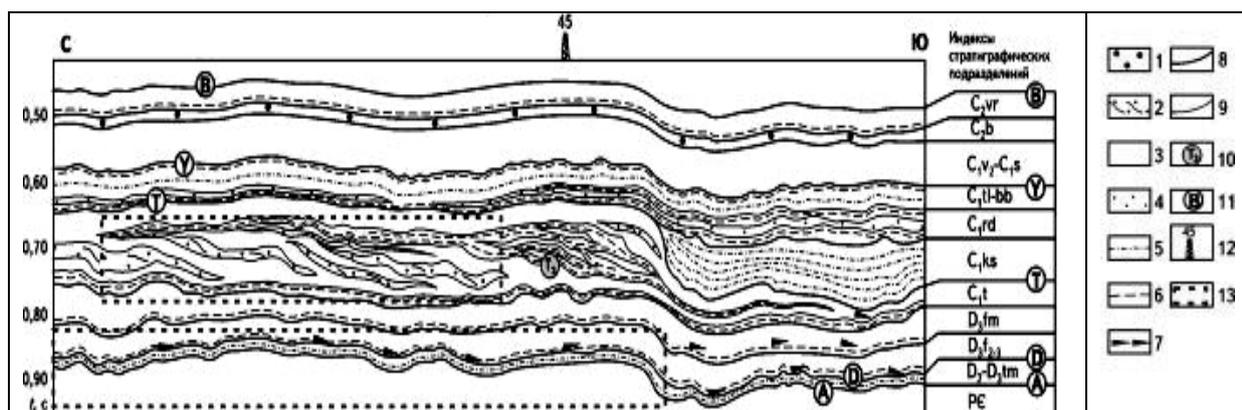


Рисунок 1 – Схема взаимоотношения клиноформных и покровных комплексов

Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов – новый тип поисковых нефтяных объектов в Западном Татарстане Волго-Уральской НГП. Палеозойским отложениям Камско-Кинельской системы прогибов свойственно широкое

развитие клиноформных тел разного масштаба. Последние представляют собой новый тип поисковых объектов, с которыми могут быть связаны литологические и структурно-литологические ловушки углеводородов.

Предлагаемая седиментационная модель клиноформ (рисунок 2) составлена на основании обработки по новым современным методикам разрезов скважин, расположенных на южном и юго-восточном склонах Северо-Татарского свода[1]. При разработке модели скважины располагались по убыванию или возрастанию параметров осадочных тел, таких как процентное отношение генетических типов отложений, стратиграфическое положение клиноформных тел, содержание глинистых пластов. Таким образом, модель отражает основные закономерности строения девон-турнейских отложений не по определённому профилю скважин, а в направлении наибольшей изменчивости параметров, т. е. в крест простирания седиментационных зон.



Типы отложений: 1 – обломочные карбонатные породы и горизонтов переотложения, 2 – карбонатных конусов выноса, 3 – плотных карбонатных склона и открытого шельфа, 4 – песчаников, 5 – песчаников, глин и алевролитов, 6 – глинистых пород, 7 – глинисто-карбонатных битуминозных; границы: 8 – стратиграфических подразделений, 9 – геологических тел, отражающих структуру осадочных комплексов; 10 – дополнительные отражающие сейсмические горизонты для картирования клиноформных тел; 11 – отражающие сейсмические горизонты; 12 – скважина; 13 – поисковые объекты

Рисунок 2 – Модель строения клиноформ на Северо-Татарском своде

В последнее время наметилась устойчивая тенденция уменьшения количества и размеров, подготовленных к поисковому бурению антиклинальных ловушек. Один из путей поддержания уровня добычи газа – поиск сложозакранированных ловушек и выявление относительно небольших неглубоко залегающих залежей. Перспективы клиноформных тел являются новым типом поисковых объектов. Для обнаружения в них залежей нефти необходимы целенаправленное изучение строения и выявление внутренней структуры.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фортунатова Н. К., Швец-Тэнэга-Гурий А. Г., Гумаров Р. К. [и др.]. Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов – новый тип поисковых нефтяных объектов в западном Татарстане [Электронный ресурс]. URL: www.vipstd.ru/gim/content/view/131.
2. Шпильман В. И., Мясникова Г. П., Трусов Л. Л. Перерывы при формировании неоконских клиноформ в Западной Сибири [Электронный ресурс]. // URL: www.geolib.ru/OilGasGeo/1993/06/Stat/stat01.html.
3. Журнал Геология нефти и газа, 2006 [Электронный ресурс]. // www.vipstd.ru.