



## Обстановки накопления тюменской свиты (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн)

Вайтехович А.П., Коточкова Ю.А., Пронина Н.В.

МГУ им. М.В. Ломоносова, Геологический факультет; [nastvavait@mail.ru](mailto:nastvavait@mail.ru), [kotjulik@gmail.com](mailto:kotjulik@gmail.com), [nvproncl@mail.ru](mailto:nvproncl@mail.ru)

Высокая нефтегазоносность верхнеюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) особых споров не вызывает. А о перспективах средней юры существуют различные точки зрения. Одни исследователи считают, что ниже- и среднеюрские отложения содержат значительные ресурсы нефти и газа, по мнению других – изучаемые отложения претерпели значительные термобарические преобразования и вследствие этого мало благоприятны для сохранения нефтяных залежей.

Тюменская свита ( $J_2$ ) изучается в разных районах бассейна, но широкое распространение она имеет именно на западе, в Красноленинском районе (Фомин, 2011).

Изучаемый объект находится в пределах Красноленинского свода, который расположен на юго-западе Западно-Сибирского НГБ (Атлас..., 2003).

В ходе работы было исследовано 7 скважин, пробуренных в южной части Каменной вершины Красноленинского свода и проанализировано более 300 образцов. По результатам литофациального анализа, отложения свиты были разделены по преобладающему

гидродинамическому режиму на три типа: отложения застойных условий, отложения зоны малой активности вод и отложения гидродинамически активных зон. В дополнение к литологическим исследованиям, для изучения углей тюменской свиты использовался стандартный комплекс углепетрографических исследований (Таблица 1).

В углепетрографические исследования входило описание мацерального состава углей для восстановления условий их накопления и измерение показателя отражения витринита (RV,%) как важнейшего индикатора степени зрелости органического вещества (ОВ). Большинство методов защищено международными стандартами, которые имеют российские аналоги (ISO 7404-1, 2, 2,4,5).

Тюменская свита распространена практически повсеместно на территории Западной Сибири. Формирование толщи происходило с ааленского века по батский. В литологическом отношении свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей.

В среднеюрскую эпоху Красноленинский свод представлял собой прибрежную равнину

Таблица 1

Условия / обстановки	Литоология		Углепетрография				Фациальные обстановки
	Текстуры	Структуры	Мацеральный состав			Форма нахождения	
			Vt	I	L		
Подвижные / зона с активной гидродинамикой	косые, волнистые	псаммитовая, алевропсаммитовая				детрит	Русла рек, дельты озер
Относительно подвижные / зона малой активности вод	волнистые, линзовидные, горизонтальные	алевроитовая, псаммитово-алевроитовая, пелитово-алевроитовая	55–65%	20–35%	5–10%	пропластки, детрит	Старичные озера, проксимальная часть поймы
Спокойные / зона застойных условий	горизонтальные, пологоволнистые	пелитовая, алевропелитовая	55–80%	5–15%	5–25%	пласты	Застойные участки озер, дистальная часть поймы

Примечание. Vt – витринит, I – инертинит, L – липтинит.

ну, временами заливаемую морем. Накопление осадков было приурочено к окружающим свод впадинам и прогибам, а также к глубоким межструктурным прогибам и впадинам в его пределах. Расширение области аккумуляции и сокращение мощности осадков так же, как и в раннеюрское время, происходило последовательно во времени от прогнутых участков к поднятиям. Кратковременные понижение и повышение уровня моря и связанные с ними регрессия и трансгрессия в начале и в конце байоса (J<sub>2</sub>b) не оказали существенного влияния на положение палеогеографических областей по сравнению с ааленским временем. В байосе завершилось перемещение области наиболее интенсивного прогибания с восточной и юго-восточной частей геосинеклизы в западную часть бассейна. Низкое положение базиса эрозии явилось причиной возникновения обширных озерных водоемов, формирования значительных по площади пойм в речных долинах. В результате в составе отложений увеличилось содержание алевро-глинистого материала, начались интенсивные процессы торфонакопления. Эти процессы зафиксированы в разрезах юго-востока бассейна серией регионально выдержанных угольных пластов (ЮК<sub>5</sub>–ЮК<sub>9</sub>) нижней и средней подсвит тюменской свиты (Конторович, 2008). Климат в байосское время был относительно прохладный, гумидный.

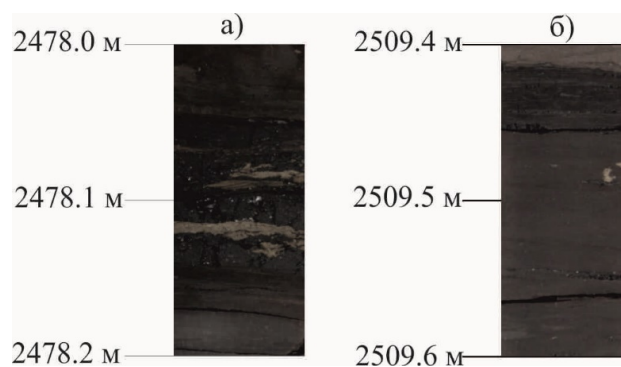
В батском (J<sub>2</sub>bt) веке происходило дальнейшее погружение Западно-Сибирской синеклизы, увеличились периоды морских ингрессий. Пенепленизация рельефа в областях денудации и поступление в бассейн существенно глинистого осадочного материала привели к формированию на огромной территории однотипных глинисто-алевритовых осадков верхнетюменской подсвиты. Выравнивание рельефа привело к формированию в пределах низменных аккумулятивных равнин аллювиальных систем меандрирующего типа.

Продолжались, но уменьшились по масштабам процессы торфонакопления. Существенных климатических изменений по сравнению с байосским временем не произошло. Батские отложения формировались в условиях постепенной, но неравномерно развивавшейся трансгрессии, что отчетливо фиксируется в разрезах верхней части верхнетюменской подсвиты на территории Краснотюменского свода (Конторович, 2013).

Тюменская свита на изученной части территории Каменной вершины характеризуется существенной изменчивостью, которая отображается в изменении мощности пластов (от 30 до 135 м), их строения и фильтрационно-емкостных свойств.

Обстановки осадконакопления с застойными условиями характеризовались слабой гидродинамической активностью или её от-

сутствием. В таких обстановках накапливались глинистые, реже алевро-глинистые отложения с горизонтальной, пологоволнистой, реже линзовидной текстурами (Рис. 1). Подобное характерно для обстановок застойных озёр, дистальных частей пойм. В отложениях наблюдается обилие конкреций пирита и сидерита, а также растительных остатков. В углепетрографическом отношении самым распространённым мацералом является



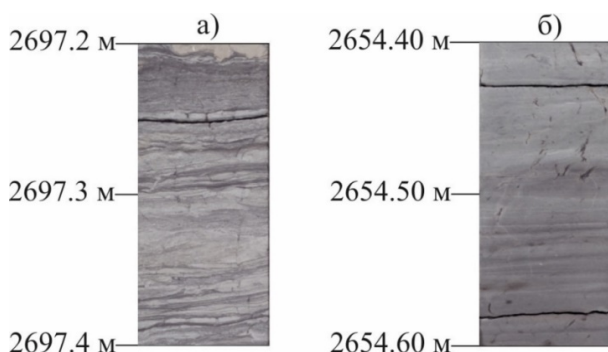
**Рис. 1.** Фрагменты керна скважины В: а – аргиллиты темно-серые углистые с горизонтальной слоистой текстурой и пропластком угля черного блестящего мощностью 0,1 м с линзами пирита, пласт ЮК<sub>3</sub>, б – аргиллиты темно-серые алевритистые углистые, с горизонтальной слоистой текстурой, присутствуют прослойки угля черного блестящего мощностью до 0,01 м, пласт ЮК<sub>4</sub>.

коллотелинит – витринит, практически полностью утративший исходную ботаническую структуру. Содержание мацералов группы витринита составляет в данных углях 55–90%.

При малой гидродинамической активности накапливались преимущественно алевритовые, алевро-песчаные и алевро-глинистые осадки, для которых характерны волнистые, линзовидные и горизонтальные текстуры. (Рис. 2). Присутствуют линзочки и слои угля с повышенным содержанием инертинита (до 35%), корни и отпечатки растений.

Основные черты отложений гидродинамически активной зоны: заметное доминирование песчаного материала, косослоистые и волнистые текстуры, очень редкие линзочки угля и детрита (Рис. 3). Нижняя граница отложений, накопившихся в таких зонах, как правило, эрозионного типа, резкая; выделяется по смене литологического состава и текстуры пород.

Отложения зоны малой активности вод сложены преимущественно алевритовым и глинистым материалом. Как правило, для них характерны волнистые, линзовидные и горизонтальные текстуры. Присутствуют



**Рис. 2.** Фрагмент керна скважины Б, пласт ЮК<sub>5</sub>: а – переслаивание алевролитов светло-серых, песчаников мелкозернистых буровато-серых и аргиллитов углистых темно-серых с горизонтально-линзовидной и волнистой текстурами, нарушенными корнями растений; б – переслаивание алевролитов серых и аргиллитов темно-серых с горизонтальной текстурой, нарушенной корнями растений.

линзочки и прослои угля, корни и отпечатки растений.

По итогам микроскопических исследований можно сделать вывод о том, что значительная часть образцов угля характеризуется повышенным содержанием (10–35%) мацералов группы липтинита, что может быть следствием преобразования хвойных растений. Высокие значения липтинитов представляют интерес для изучения, поскольку указывают на возможность генерации жидких углеводородов и позволяют рассматривать тюменскую свиту в качестве нефтематеринской. Значения показателя отражательной способности витринита (RV,%) изменяются от 0,6 до 0,9%, (в среднем 0,7%), что указывает на нахождение ОВ в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Часть образцов имеет пониженный показатель отражения витринита из-за повышенного содержания



**Рис. 3.** Фрагмент керна, песчаники мелкозернистые с косой слоистостью, подчеркнутой буроватыми сидеритовыми слойками, скважина В, пласт ЮК<sub>5</sub>

мацералов группы липтинита.

Тюменская свита, как правило, рассматривается как один из главных нефтегазоносных комплексов благодаря своим коллекторским свойствам. Однако проведенные исследования показали, что эти отложения представляют интерес и как нефтематеринская толща с возможной генерацией газа углями и углистыми породами газа и, в меньшей степени – нефти.

#### Литература

- Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» А.В. Шпильман, Г.П. Мясников, Г.И. Плавник (ред.). Ханты-Мансийск: ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», 2003.
- Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. I. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 540 с.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИННГ СО РАН, 2011. 331 с.

## Accumulation conditions of the Tyumen formation (West Siberian Basin)

Vaytekhovich A.P., Kotochkova J.A., Pronina N.V.

Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology, Moscow; [nastyavait@mail.ru](mailto:nastyavait@mail.ru), [kotjulik@gmail.com](mailto:kotjulik@gmail.com), [nvproncl@mail.ru](mailto:nvproncl@mail.ru)

The object of our research is the Tyumen formation of the West Siberian basin. Near 300 core samples were studied by a complex of lithological and organic petrology methods to reconstruct the depositional environments. Three types of different hydrodynamic regimes have been recognized for the Tyumen lithofacies accumulation. Studies of organic matter have shown that the Tyumen formation is not so much oil-bearing, and it may be promising for generation of gas from coal and coal rocks, and to a lesser extent of oil. Such new reservoirs can be identified within the alluvial and shallow marine