

УДК 551.144:551.762:552.578.061.4(571.1)

**Предтеченская Е.А.**Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, [predel@sniiggims.ru](mailto:predel@sniiggims.ru)

## **О ВЛИЯНИИ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО МЕГАБАССЕЙНА НА ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ**

*Рассматриваются вопросы влияния катагенетических процессов преобразования нижне-среднеюрских отложений на изменение фазового состава углеводородов на основе вертикальной катагенетической зональности пород, изученных по разрезам более 300 глубоких разведочных и параметрических скважин; на состав нефтей и газоконденсатов с учетом количественных показателей вещественного состава и степени преобразования пород. Полученные результаты рекомендуется использовать при прогнозе фазового состава УВ, коллекторских свойств пород и качества нефтей на территориях, недостаточно охваченных поисковым бурением.*

**Ключевые слова:** катагенетическая зональность, терригенные породы, нефтегазоносность, состав нефтей, коллекторы углеводородов, нижняя-средняя юра, Западная Сибирь.

Влияние катагенетических изменений нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирского осадочного мегабассейна рассматривается автором с целью прогноза а) **фазового состава углеводородов (УВ) и коллекторских свойств** пород на основе глубинной вертикальной катагенетической зональности; б) **состава нефтей и газоконденсатов** с учетом состава обломочной части, цемента и степени катагенетической преобразованности пород. Исследования проведены на основе данных о степени катагенеза органического вещества (ОВ) и пород по материалам бурения более 300 глубоких разведочных и параметрических скважин, вскрывших наиболее полные разрезы нижне-среднеюрских отложений в пределах Ямало-Гыданской, Обь-Тазовской и Обь-Иртышской структурно-фациальных областей (СФО) [Казаков, Девятов, 1990]. Фациальное районирование и стратификация отложений проведены согласно схемам, предложенным А.М. Казаковым и В.П. Девятовым и утвержденным решением МСК в 2003 г. [Решение..., 2004]. В основу выделения стадий катагенеза пород положена схема катагенетической зональности терригенных отложений на континентах, разработанная Н.В. Логвиненко и Л.В. Орловой (1987). Путем ее сопоставления со схемой стадий и градаций катагенетического изменения ОВ Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева и Н.В. Лопатина (1976) автором совместно с А.С. Фомичевым при исследовании юрских отложений Западно-Сибирской плиты (ЗСП) использовалась следующая схема (табл. 1).

Таблица 1

**Сопоставление градаций и стадий катагенеза органического вещества и вмещающих пород**  
(составили А.С. Фомичев, Е.А. Предтеченская)

Стадия катагенеза пород по Л.В.Логвиненко и Л.А.Орловой (1987)	Марка углей	Градации катагенеза ОВ по Н.Б.Вассовичу (1983), принятые во ВНИГРИ	Оражательная способность витринита углей в усл. ед. по ГОСТ 21489-76	
			10 · R <sup>+</sup> (воздух)	R <sup>0</sup> (масло)
K <sub>1</sub>	Б	ПК	<70	<0,5
K <sub>2</sub>	Д	МК <sub>1</sub>	70-76	0,5-0,65
	Г	МК <sub>2</sub>	76-82	0,65-0,85
K <sub>3</sub>	Ж	МК <sub>3</sub>	82-90	0,85-1,15
	К	МК <sub>4</sub>	90-98	1,15-1,51
	ОС	МК <sub>5</sub>	98-107	1,51-2,0
M <sub>1</sub>	Т	АК <sub>1</sub>	107-115	2,0-2,45
	ПА	АК <sub>2</sub>	115-125	2,45-3,5
M <sub>2</sub>	А	АК <sub>3</sub>	>125	3,5-5,0

Согласно результатам исследований Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Е.А. Рогозиной и др. стадийный процесс нефтегазообразования реализуется на этапе погружения бассейна в температурной зоне от 80-90°С до 250-300°С вне зависимости от возраста и типа осадочного бассейна. На схемах зональности процесса нефтегазогенерации, составленных различными авторами, главная фаза нефтеобразования (ГФН) и главная фаза газообразования (ГФГ) выделяются примерно в одном и том же диапазоне температур. В осадочных бассейнах молодых и древних платформ основная часть запасов нефти приурочена к зоне ГФН, которая реализуется на градациях катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub> в интервале глубин 2-3,5 км [Неручев, Вассоевич, Лопатин, 1976]. В бассейнах молодых платформ (Западно-Сибирской, Скифской, Туранской и др.) основная доля запасов нефти (более 50%) сконцентрирована в отложениях, достигших градации МК<sub>1</sub>, меньшая (до 35%) – на градации МК<sub>2</sub>.

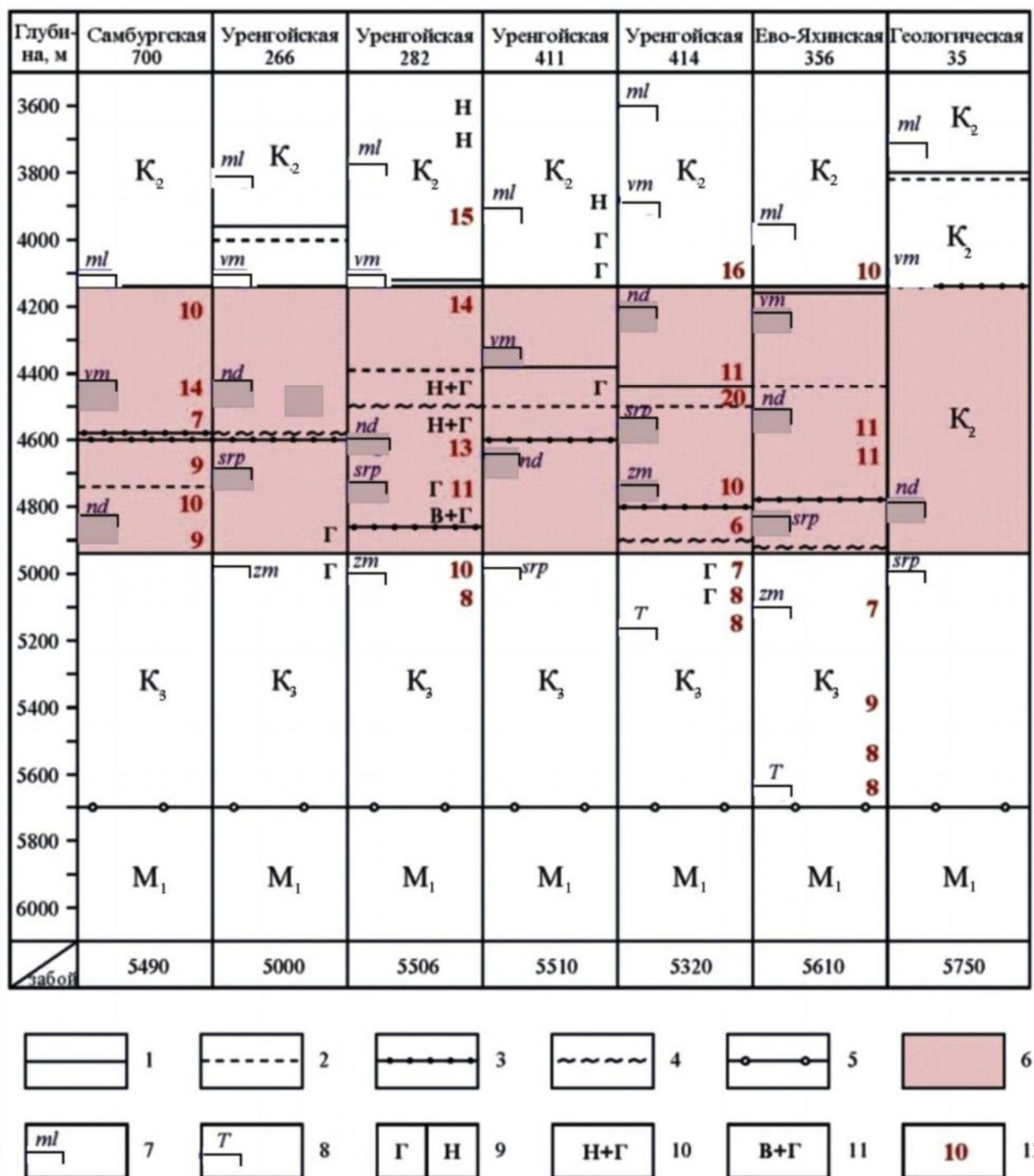
Периферические части Западно-Сибирского осадочного бассейна, где нефтематеринские отложения мезокайнозойского чехла, по данным А.Э. Конторовича и др. [Конторович, Фомин, Дочкин, 2001], не вышли из зоны протокатагенеза, почти не содержат залежей УВ. В северной, наиболее погруженной его части, где юрские отложения вступили в ГФН, вплоть до зоны протокатагенеза доминируют газовые, газоконденсатные и

нефтегазоконденсатные залежи. Там чрезвычайно широко проявились процессы вертикальной миграции флюидов.

*Прогноз коллекторских свойств пород на основе глубинной зональности катагенеза* ниже-среднеюрских отложений проведен автором на примере **Уренгойского нефтегазоносного района**. Нижняя граница зоны интенсивного газообразования в этом районе проводится на глубине 5500 м, что соответствует переходу ОВ от градации МК<sub>5</sub> к градации АК<sub>1</sub>. По комплексу минералогических показателей отложения верхней юры и нижнего мела до глубины 3900-4100 м здесь находятся на этапе среднего катагенеза К<sub>2</sub> по Н.В. Логвиненко и Л.В. Орловой (табл. 2), а породы нижней – средней юры и триаса – на этапах глубинного катагенеза К<sub>3</sub> и раннего метагенеза М<sub>1</sub>. В интервале глубины 3900-4900 м выделена зона, переходная между этапами среднего и глубинного катагенеза (рис. 1). В этой зоне, по данным испытаний скважин, УВ флюиды представлены газом, газом и водой, газом с примесью водяной и нефтяной фаз. Здесь прогнозируются нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые залежи. На глубине свыше 4900 м флюиды представлены газом и возможно присутствие только газовых и газоконденсатных залежей.

Полученные результаты согласуются с данными И.Д. Поляковой, Г.Ч. Борукаева и др. [Полякова и др., 1994], согласно которым ГФН в Уренгойском районе завершается на градации МК<sub>2</sub> (конечный этап подстадии среднего катагенеза К<sub>2</sub>) на глубине около 4100 м. На грациях МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> (глубина 4100-5400 м, угли марок Ж и К), прослеживается зона жирных, полужирных и сухих газов (ГЗГ). За ней с глубины 5400 м следует постумная зона метанообразования (ПЗМ), которая включает в себя градации от АК<sub>1</sub> до АК<sub>3</sub> (угли марок Т, ПА и А) и характеризуется преобладанием сухих и азотно-метановых газов. Она прослеживается до глубины 7000 м. Глубже прогнозируется зона кислых газов (ЗКГ) с доминированием азотно-углекислых флюидов.

**Первичные поровые коллекторы** в Уренгойской структурно-фациальной зоне (СФЗ) в районах депрессий **сохраняются до глубины 4900 м**, которая отвечает переходу ОВ от градации МК<sub>3</sub> к градации МК<sub>4</sub> и вступлению отложений в подзону глубинного катагенеза (см. табл. 1, рис. 1). Глубже первичный поровый коллектор переходит в трещинно-поровый, трещинный и локально развитый вторичный поровый. В связи с этим, **автор считает, что ожидать широкого развития эффективных коллекторов на глубинах свыше 4900 м в Уренгойском нефтегазоносном районе затруднительно**. На это также указывают В.А. Скоробогатов, М.Я. Рудкевич и др. исследователи.



**Рис. 1. Катагенетическая зональность ниже-среднеюрских отложений Уренгойского района по разрезам глубоких скважин (составила Е.А. Предтеченская)**

1-4 - границы между стадиями: 1 - по парагенезам минералов, 2 - по степени уплотнения пород, 3 - по величине открытой пористости песчаников, 4 - по отражательной способности витринита; 5 - предполагаемая граница между глубинным катагенезом и метагенезом; 6 - зона перехода между средним и глубинным катагенезом; 7 - кровля горизонтов: ml - малышевского, vm - вымского, nd - надояхского, srp - шарповского, zm - зимнего; 8 - кровля фундамента; 9-11 - слабые притоки, газо- и нефтепроявления: 9 - газа, нефти, 10 - нефти с газом, 11 - воды с газом; 12 - открытая пористость пород, %. K<sub>2</sub> - средний катагенез, K<sub>3</sub> - поздний катагенез, M<sub>1</sub> - начальный метагенез.

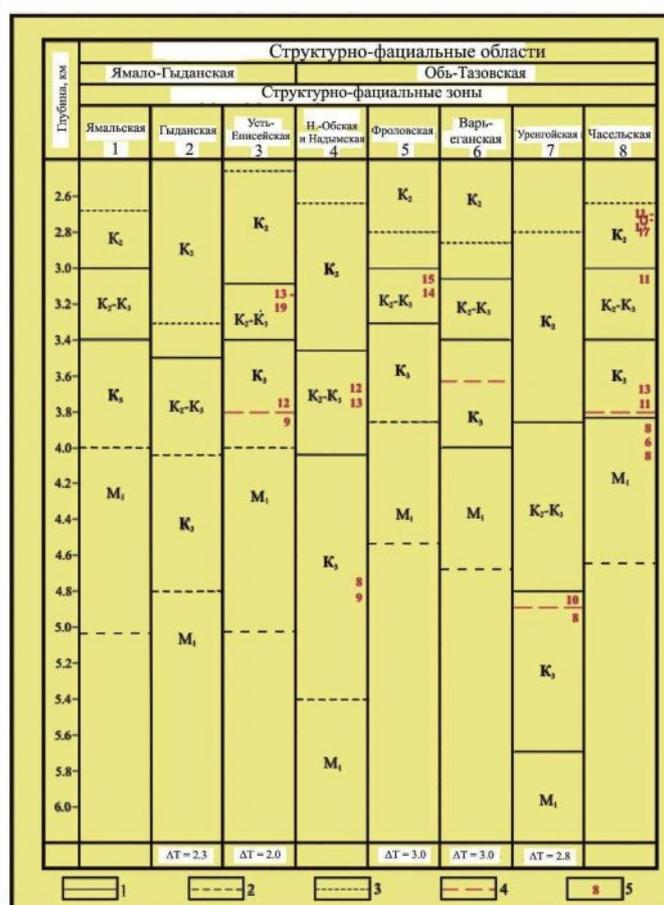
Таблица 2

**Стадии катагенеза ниже-среднеюрских отложений Уренгойского района**  
(составили Е.А. Предтеченская, А.С. Фомичев, Л.Г. Вакуленко)

Стадия катагенеза				Пластовое давление, Мпа	Современная температура, °С	Глубина, м	Отражательная способность витринита, 10 <sup>-3</sup> ·R <sub>в</sub>	Марка углей	Газо- и нефтепроявления по данным ГИС	Коллекторские свойства			Межзерновые контакты						Коэффициенты катагенеза			Аутигенные минералы-индикаторы стадий катагенеза						
Пород по Н.В.Логвиненко, Л.В.Орловой		ОВ по Н.Б.Вассовичу, С.Г.Неручеву								Пористость К <sub>пл</sub> , %	Проницаемость К <sub>пр</sub> , п · 10 <sup>15</sup> м <sup>2</sup>	Плотность ρ, г/см <sup>3</sup>	Прямолинейные первичные полные	Механические приспособления	Пластической деформации	Растворения под давлением	Химического растворения	Сугурно-стилолитовые	Число контактов на 1 зерно А	Интенсивность катагенеза I	Коэффициент уплотнения Ку							
Стадия	Этап	Подстадия	Градации																									
Катагенез	Средний	К <sub>2</sub>	ГФН	МК <sub>2</sub>	55,4 - 59,0	106 - 110	3,8	81,1 - 82,5	Г	Н, В, Н+В, Г+Н				19 - 20	13 - 17	3 - 7	0,7-3,3	3 - 8	0,5-0,6	4,3-4,9	5,1-5,5	0,8-1,5	К, А, Г <sub>2М</sub> , X <sub>14А</sub>					
				Поздний (глубинный)	К <sub>3</sub>	ГФГ	МК <sub>3</sub>	59,2 - 81,2	112 - 146	4,0		В	21,0	0,03	2,37												D, К, А, Г <sub>2М</sub> , X <sub>14А</sub>	
	4,2	83,7	Г							В																	D, К, А, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub>	
	4,4	89,7	Ж							Г	20,2	0,03	2,37															D, К, X, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub>
	4,6		Ж							Г+Н+В	11,3	0,03	2,39	20-37	13-24	4-18	1,9-7,5	1,1-6,3	1,1-6,3	4,6-5,9	5,2-7,4	1,0-4,3						D, К, X, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub>
	4,8		Ж							В																		D, К, X, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub>
			Ж							Г+В																		
	ГФГ	МК <sub>4</sub>	82,1 - 84,2	149 - 159	5,0	94,7		Г	8,8	0,02	2,46	20-38	14-33	7,5-19	5,6-8,5	3,9-12,5	2,4-7,2	4,9-6,6	5,9-9,2	1,1-3,1				D, Д, К, А, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub> , Ц, М				
					5,2	100,7	К	Г	8,5	0,03	2,45														D, Д, К, X, Ц, Г <sub>2М</sub> , Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub>			
	ГФГ	МК <sub>5</sub>			5,6	104,9		ОС	8,3	0,07	2,47													D, Д, К, А, Г <sub>1М</sub> , X <sub>14А</sub> , М				
6,0					110,6	ОС	Г	8,2	0,07	2,43																		
Метагенез	Ранний	М <sub>1</sub>	Апокатагенез	АК <sub>1</sub>	92,3		5,8	110,6	ОС																			

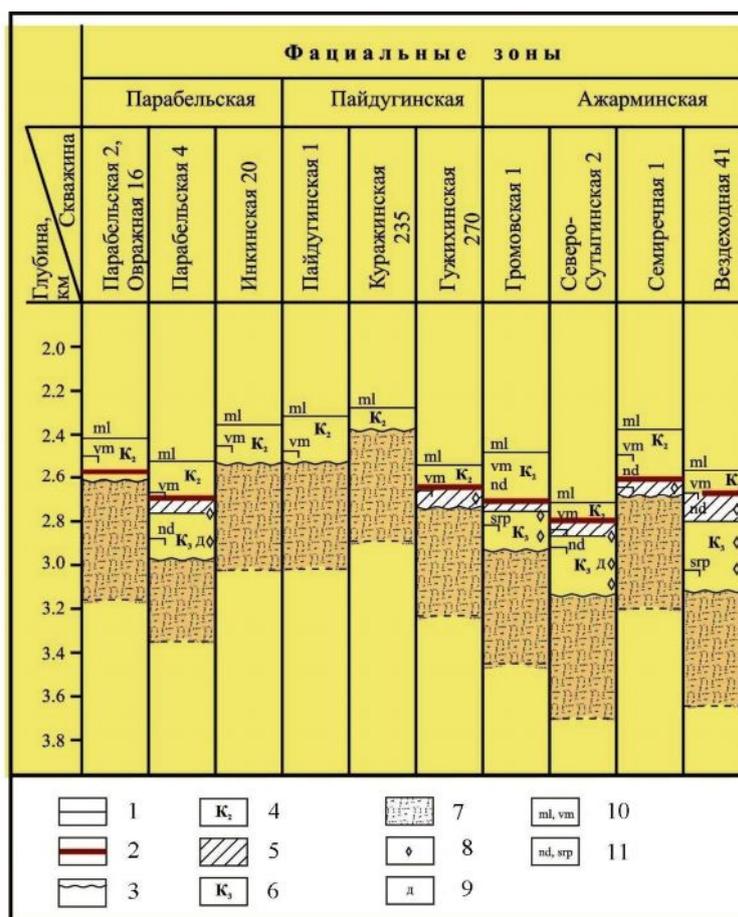
Стадии катагенеза ОВ по углемарочной шкале: Г - газовая, Г-Ж - газовой-жирная, Ж - жирная, К - коксовая, ОС - отощенно-спекающаяся. Пластовый флюид: Г - газ, Н - нефть, В - вода. Аутигенные минералы: К - кварц, А - альбит, D - протодоломит, Г<sub>2М</sub> - гидрослюда диоктаэдрическая политипа 2М, Г<sub>1М</sub> - гидрослюда удлиненно-пластинчатая политипа 1М, X<sub>14А</sub> - хлорит политипа 1в, 14А, β = 90°, X - халцедон, Э - эпидот, Д - диксит, Ц - цеолиты, М - мраморизованный кальцит.

В Ямало-Гыданской СФО в Ямальской и Гыданской СФЗ, по нашим данным, с привлечением материалов В.А. Скоробогатова и Д.А. Соина [Скоробогатов, Соин, 2009], зона распространения преимущественно нефтяных залежей прогнозируется до глубины 3000-3500 м (этап или подстадия среднего катагенеза  $K_2$ ) (рис. 2А, Б). Глубже 3500 м породы находятся на подстадиях позднего катагенеза  $K_3$  и раннего (начального) метагенеза  $M_1$ , где до глубины 4900-5000 м прогнозируется развитие преимущественно газоконденсатных и газовых залежей. В Усть-Енисейской зоне по показателям ОС витринита и минеральным индикаторам ГФН также прогнозируется до глубины 3100-3500 м (подстадии раннего и среднего катагенеза -  $K_1$  и  $K_2$ ), а ГФГ – до глубины 4000 м (подстадия глубинного катагенеза  $K_3$ ).



**Рис. 2А. Катагенетическая зональность ниже-среднеюрских отложений по разрезам глубоких скважин Ямало-Гыданской и Обь-Тазовской структурно-фациальных областей**  
(составила Е.А. Предтеченская)

Катагенез:  $K_2$  - средний;  $K_3$  - поздний (глубинный);  $K_2$ - $K_3$  - переходный от среднего к глубинному. Метагенез:  $M_1$  - ранний. 1-2 - границы: 1 - между стадиями, установленные, 2 - предполагаемые; 3 - кровля мальшевской свиты; 4 - нижний предел коллекторов промышленного значения; 5 - открытая пористость, %;  $\Delta T$  - геотемпературный градиент. Фактические данные по скважинам в зонах: 1 – Нейтинская-28, Арктическая-1; 2 – Ямбургская-143; 3 – Среднемессояхские-2, 4; 4 – Надымская-7, Западно-Медвежья-1101; 5 - Западно-Фроловская-62, Восточно-Салымская-7; 6 – Саямтахская-800; 7 – Уренгойская-414, Евро-Яхинская-356; 8 - Южно-Русская-24, Черничная-46; Харамтурская-340, Северо-Толькинская-304.



**Рис. 2Б. Катагенетическая зональность ниже-среднеюрских отложений по разрезам глубоких скважин Обь-Иртышской структурно-фациальной области (составила Е.А. Предтеченская)**  
 1-3 - границы: 1 - кровли малышевского горизонта, 2 - между зонами среднего (К<sub>2</sub>) и глубинного катагенеза (К<sub>3</sub>), 3 - кровли доюрского фундамента; 4-6 – зоны катагенеза: 4 – среднего, 5 - переходная от среднего к глубинному (К<sub>2</sub>-К<sub>3</sub>), 6 – глубинного; 7 - доюрский фундамент; 8-9 - минералы-индикаторы стадии К<sub>3</sub>: 8 – протодолomit, 9 – дикцит; 10-11 - горизонты песчаной седиментации: 10 - малышевский, вымский; 11 - надояхский шараповский.

**В Обь-Тазовской СФО** в Нижне-Обской и Надымской зонах развитие ГФН прогнозируется до глубины 3400-3500 м, ГФГ – до 4900-5000 м, в зонах депрессий осадочного чехла – до 5500 м. Во Фроловской и Варь-Еганской зонах нижняя граница ГФН прогнозируется до глубины 3000-3200 м, ГФГ – до 3800-4100 м. В Часельской СФЗ нижний предел развития ГФН фиксируется на глубине 3000 м, ГФГ – 3800-3900 м (см. рис. 2А, Б). Наиболее сокращенная зональность катагенеза выявлена в Нюрольской и Тымской зонах, где нижний предел развития ГФН предполагается до глубины 2800-3100 м, ГФГ – до 3500 м, и в пределах Обь-Иртышской фациальной области, где ГФН прогнозируется до 2600-2800 м. Здесь же прогнозируется формирование преимущественно нефтяных залежей (см. рис. 2А, Б).

Вопрос о связи состава обломочного каркаса пород и степени постседиментационного преобразования последних на состав ассоциирующих с ними УВ изучен очень слабо. Вместе

с тем, его решение может способствовать прогнозу группового и УВ состава флюидов в отложениях определенного вещественного состава и степени преобразованности. Если общие закономерности в изменении состава пород и ассоциирующих с ними нефтей существуют, то наличие тесных корреляционных связей между параметрами состава нефтей и пород, очевидно, может служить доказательством их парагенетической связи, единонаправленности процессов изменения и влияния общих термодинамических факторов на их преобразование.

В основе регионального прогноза состава и качества скоплений нефти промышленного значения лежат закономерности изменения их параметров, прежде всего, в зависимости от исходного генетического типа ОВ. На уровне зонального или локального прогноза чрезвычайно полезными оказываются геохимические и катагенетические показатели не только ОВ, но и пород. Ранее рядом исследователей [Клубова, 1973] было высказано предположение, что после прихода в пласт-коллектор состав нефти продолжает меняться под влиянием контактных явлений. По данным Т.Т. Клубовой [Клубова, 1973], не только глинистые, но и другие неустойчивые минералы обломочного каркаса и цемента коллекторов могут сорбировать органические ионы и таким путем содействовать преобразованию УВ. А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой [Конторович, Стасова, 1964; Геология нефти и газа, 1975], Н.Б. Вассоевичем [Вассоевич, 1983], С.Г. Неручевым и др. [Неручев, Лопатин, Вассоевич, 1976; Справочник..., 1998] установлено, что с определенным уровнем преобразованности ОВ связаны нефти определенного УВ состава. Выявлено также, что существует парагенетическая связь между определенными глинистыми минералами цемента и типом насыщающих флюидов [Ермолкин и др., 1975].

В статье приводятся результаты сопоставления состава ниже-среднеюрских пород и состава содержащихся в них нефтей из строго фиксированных интервалов глубины по данным двухфакторного корреляционного анализа. **В качестве признаков состава пород** использовались: вещественный состав обломочной части; количество и тип цемента; гранулометрические коэффициенты средний (Md), максимальный размер зерен (C), коэффициент сортировки зерен (So); содержание регенерированных и растворенных зерен кварца; коэффициенты катагенеза: число контактов на одно зерно (A); интенсивность катагенеза (I) и коэффициент уплотнения (Ku), вычисленные по методике Г.Н. Перозио [Перозио, 1969]. **В качестве признаков состава флюидов** использованы: УВ состав, количество силикагелевых смол, асфальтенов, парафина, серы, азота, кокса, солей и общая плотность нефтей и газоконденсатов. Анализ материала проводился по ряду выборок (для

северных районов плиты, Сургутского, Нижневартовского сводов, Александровского мегавала и юго-восточных районов).

В табл. 3 приведены значимые корреляционные связи между составом пород и ассоциирующих с ними флюидов для северных районов плиты. Обращают на себя внимание тесные положительные связи содержания в нефтях смол и асфальтенов со средним диаметром зерен, количеством обломочного кварца и суммой глинистых минералов. Рост количества парафинов в нефтях сопровождается ростом в породах содержания вторичных титанистых минералов, альбита, карбонатов и растворенных зерен кварца. Сера положительно связана с кварцем, плотность нефтей – с кварцем и суммой глинистых минералов. Характерно, что для северных районов плиты фиксируется большее количество значимых связей по сравнению с Сургутским и Нижневартовским сводами и особенно – с юго-восточными районами плиты. Для пород Нижневартовского свода, по сравнению с Сургутским, характерна очень слабая корреляция и небольшое число значимых связей между составом пород и составом флюидов (табл. 3).

Для северных районов плиты и Сургутского свода отмечены тесная положительная связь пластовой температурой ( $T^{\circ}$ ) с коэффициентом интенсивности катагенеза пород  $J$ , количеством растворенных зерен кварца и вторичных титанистых минералов в породах (см. табл. 3). Коэффициент  $J$  вычислялся по формуле [Перозио, 1971]:

$$J = W / P + A + C,$$

где  $W$  – сумма вторичных контактов,  $P$  – сумма первичных контактов,  $A$  – количество контактов на одно зерно,  $C$  – количество сутурных контактов.

Зафиксированы также отрицательные связи между пластовой температурой и содержанием в нефтях ароматических ( $Ar$ ) УВ, плотностью УВ смесей, содержанием в них серы, смол и асфальтенов.

Степень минерализации подземных вод тесно положительно связана с содержанием глинистого гидрослюдистого цемента и парафина в нефтях. В то же время установлены тесная отрицательная связь этого параметра, как и пластовой температуры, с содержанием в нефтях серы, смол, плотностью УВ смесей и положительная - с количеством вторичных титанистых минералов, коэффициентом интенсивности катагенеза и содержанием в породах растворенных зерен кварца. Для Сургутского свода также наблюдается положительная связь как пластовой температуры, так и минерализации подземных вод с содержанием вторичных карбонатов в породах (табл. 4).

Таблица 3

**Значимые корреляционные связи между составом, степенью изменения терригенных пород составом флюидов северных районов Западно-Сибирской плиты**  
 $r_{0,1} \geq 0,38; r_{0,05} \geq 0,44$

Параметры	Md	So	Кварц	Полевые шпаты	Обломки пород	Хлорит	Каолинит	$\Sigma$ Монтмориллонит + гидрослюда + смешанослойные	Глинистый цемент	Кальцит	Сидерит	Титанистые минералы	Вторичный кварц	Вторичный альбит	% регенерированных зерен кварца	% растворенных зерен кварца	Коэффициенты катагенеза пород			
																	А - число контактов на 1 зерно	Ј – интенсивность катагенеза	Ку – коэффициент уплотнения	
УВ	Me	0,42	0,67		0,39	0,39		-0,49					0,49							
	Nn							0,49	0,42				-0,41		-0,41					
	Ar	0,40		0,56								-0,46								
Смолы					-0,46			0,42	0,48		0,41			0,53				0,41		
Асфальтены																				
Парафины				0,39			0,65			0,65					0,39					
Сера	0,68		0,47		-0,45			0,53								-0,46		-0,67	-0,55	
Плотность			0,38		-0,54	-0,43		0,53	0,63									-0,46	-0,36	
Глубина	-0,64		-0,67				0,41	-0,59	0,59			0,58			0,41	0,71		0,85	0,76	0,44
Пластовая температура	-0,59						0,47	0,63	-0,63			0,49			0,56	0,74			0,63	0,38
Степень минерализации подземных вод	0,52		0,62		-0,42			0,51	0,55		-0,56	-0,54				-0,71		-0,85	-0,76	

Таблица 4

**Значимые корреляционные связи между углеводородным составом флюидов, составом и степенью изменения вмещающих отложений Западно-Сибирской плиты**

Параметры	Северные районы $r_{0,05} \geq 0,44$ $r_{0,1} \geq 0,38$			Сургутский и Нижневартовский своды, $r_{0,1} \geq 0,43$		Александровский свод и юго-восточные районы $r_{0,1} \geq 0,43$		
	Me	Nn	Ar	Me	Ar	Me	Nn	Ar
Md	-0,42		+0,40	-0,48				
So	<b>+0,67</b>							
Кварц			<b>+0,56</b>			<b>+0,51</b>	-0,69	
Полевые шпаты	+0,39						<b>+0,67</b>	
Обломки пород	+0,39							
Каолинит	-0,49							
$\Sigma$ монтмориллонит + гидрослюда + хлорит + смешанослойные		+0,49						
$\Sigma$ глинистых минералов		+0,42						
Кальцит (доломит)				<b>+0,54</b>	-0,44			
Сидерит					-0,40			
$\Sigma$ карбонатных минералов				+0,50	-0,44			
Титанистые минералы			-0,46					-0,56
Кварц вторичный	+0,49	-0,41			-0,60		-0,53	-0,55

Проведенный анализ показал следующее.

1. С более крупнозернистыми породами с повышенным содержанием кварца и минералов монтмориллонит–гидрослюдистого состава ассоциируют более тяжелые нефти преимущественно нефтеново-ароматического состава с повышенным содержанием смол, асфальтенов и серы. И напротив, более легкие нефти метаново–нафтенового типа связаны с породами, содержащими повышенное количество полевых шпатов и разнообразных обломков пород.

2. Породы с высоким содержанием эпигенетических карбонатов и вторичных титанистых минералов ассоциируют с преимущественно более легкими нефтями метанового состава, а также нефтями с пониженным содержанием ароматических соединений.

3. С породами, содержащими повышенное количество аутигенных кварца и альбита – минералов - индикаторов позднекатагенетической стадии преобразования пород – ассоциируют нефти с повышенной концентрацией метановых УВ и пониженным количеством нафтеновых и ароматических УВ. Породы с повышенным содержанием вторичного кварца коррелируют с сернистыми нефтями, что, очевидно связано с совпадением максимальных содержаний растворенного кремнезема и серы в подземных водах по данным О.Г. Зарипова [Зарипов, 1968] и А.Э. Конторовича с соавторами [Геология нефти и газа, 1975], а также нефтей пониженной плотности с низкими концентрациями УВ ароматического и нафтенового типа.

4. Повышение содержания солей в пробах нефтей связано с растворением минеральной части пород.

5. Рост интенсивности катагенетических преобразований вмещающих пород, сопровождается снижением в составе нефтей содержания смол, ароматических соединений, метанизацией и повышением содержания парафина. Это свидетельствует о том, что процессы изменения состава нефтей и вмещающих пород парагенетически связаны и контролируются общими термодинамическими факторами.

### Литература

- Вассоевич Н.Б.* Стадии литогенеза // Справочник по литологии. - М.: Недра, 1983. - С. 85-96.
- Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. - М.: Недра, 1975. – 679 с.
- Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В.* Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Наука, 2005. - 156 с.
- Девятов В.П., Предтеченская Е.А., Сысолова Г.Г.* Литолого-минералогическая характеристика и коллекторские свойства нефтеперспективных мезозойских отложений по керну скважин Восток 1, 3 (Томская область) / В сб. «Седиментология в нефтяной геологии». - Матер. науч.-практич. совещания, Томск: изд-во ЦППС НГД, 2009. - С. 48-57.
- Ермолкин В.И., Саркисян С.Г., Бобылева А.А., Зейнелдин М.Ю.* К методике прогнозирования углеводородного состава нефтей и конденсатов // Нефтегазовая геология и геофизика, 1975. - № 11. – С. 26-28.
- Зарипов О.Г.* Эпигенез и его влияние на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород продуктивных горизонтов неокома Среднего Приобья. - Автореф. канд. дисс. - Тюмень, 1968. - 21 с.
- Зубков М.Ю., Бондаренко П.М.* Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. – 1999. - № 11, 12. – С. 31-40.
- Казаков А.М., Девятов В.П.* Стратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири // Стратиграфия и палеогеография докембрия и фанерозоя Сибири. Тр. СНИИГТИМС. - Новосибирск, 1990. - С. 110-118.
- Клубова Т.Т.* Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции. – М.: Наука, 1973. – 254 с.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. – 1964, № 2. – С. 13–24.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Дочкин Д.А. Глубинная зональность катагенеза органического вещества и перспективы нефтегазоносности глубоководнопогруженных толщ юры и триаса в северных районах Западно-Сибирского мегабассейна // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. - Кн. 1. – Пермь: КамНИИКИГС, 2001. – С. 41–55.

Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // В кн. «Горючие ископаемые». - М.: Наука, 1976. – С. 47-52.

Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Фомичев А.С. Нефтегазообразование на больших глубинах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта // Геохимия, 1994. – №1. – С. 111–121.

Перозио Г.Н. Количественная методика стадийного анализа для изучения алевролитов и песчаников // Бюлл. НТИ. - В. 218, 1969. – М.: Изд-во ОНТИ ВИЭМС. – 35 с.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

Скоробогатов В.А., Соин Д.А. Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2009. – №5. – С. 25–29.

Справочник по геохимии нефти и газа / Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Шиманский В.К., Соболев В.С., Парпарова Г.М., Прасолов Э.М., Петухов А.В., Лопатин Н.В., Радченко О.А., Гольдберг И.С., Баркан Е.С., Белецкая С.Н., Васильева В.Ф., Гольшев С.И., Жукова А.В., Зеличенко И.А., Каплан З.Г., Каплан Е.М., Кругликов Н.М., Лагунова И.А., Неручев С.С., Петрова Ю.Э., Силина Н.П., Смирнова Н.Б., Соловьева И.Л., Степина Л.Ф., Темялко М.Б., Тихомиров В.В., Травникова Л.Г., Файзуллина Е.М., Шапиро А.И. - СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

**Рецензенты:** Баженова Т.К., доктор геолого-минералогических наук; Соболев П.Н., кандидат геолого-минералогических наук.

### **Predtechenskaya E.A.**

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (FGUP “SNIIGGiMS”), Novosibirsk, Russia, [predel@sniiggims.ru](mailto:predel@sniiggims.ru)

## **ON THE INFLUENCE OF CATAGENETIC VARIATIONS OF THE LOWER-MIDDLE JURASSIC DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN ON THEIR PETROLEUM POTENTIAL**

*The influence of catagenetic processes of the Lower-Middle Jurassic deposits transformations on hydrocarbon phase state variations is considered based on vertical catagenetic zonation of rocks studied from more than 300 deep exploratory and stratigraphic well sections, on oil and gas-condensate composition considering quantitative indexes of material composition and rock transformation level. The results obtained may be taken into account in the forecast of hydrocarbon phase state variations, enhanced reservoirs, quality of oil in areas poorly explored by drilling.*

**Key words:** *catagenetic zonation, terrigenous rocks, petroleum potential, oil composition, improved reservoir, Lower-Middle Jurassic, West Siberia.*

### References

- Vassoevič N.B. Stadii litogeneza // Spravočnik po litologii. - M.: Nedra, 1983. - S. 85-96.*
- Geologiá nefiti i gaza Zapadnoj Sibiri / Kontorovič A.Ě., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov B.C., Trofimuk A.A., Ěrv'e Ū.G. - M.: Nedra, 1975. – 679 s.
- Gurari F.G., Devátov V.P., Demin V.I., Ehanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurušin N.I., Mogučeva N.K., Sap'ánik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Šiganova O.V. Geologičeskoe stroenie i neftegazonosnost' nižnej-srednej űry Zapadno-Sibirskoj provincii. - Novosibirsk: Nauka, 2005. - 156 s.*
- Devátov V.P., Predtečenskaâ E.A., Sysolova G.G. Litologo-mineralogičeskaâ charakteristika i kollektorskie svojstva nefteperspektivnyh mezozojskih otloženíj po kernu skvažin Vostok 1, 3 (Tomskaâ oblast') / V sb. «Sedimentologiá v neftânoj geologii». - Mater. nauč.-praktič. sovešaniâ, Tomsk: izd-vo CPPS NGD, 2009. - S. 48-57.*
- Ermolkin V.I., Sarkisân S.G., Bobyleva A.A., Zejnel'din M.Ū. K metodike prognozirovaniâ uglevodородnogo sostava neftej i kondensatov // Neftegazovaâ geologiá i geofizika. – 1975, # 11. – S. 26-28.*
- Zaripov O.G. Ěpigenez i ego vliánie na kollektorskie svojstva pesčano-alevritovyh porod produktivnyh gorizontov neokoma Srednego Priob'â. - Avtoref. kand. diss. - Tûmen', 1968. - 21 s.*
- Zubkov M.Ū., Bondarenko P.M. Prognoz zon vtoričnoj trešínovatosti na osnove dannyh sejsmorazvedki i tektonofizičeskogo modelirovaniâ // Geologiá nefiti i gaza. – 1999. - # 11, 12. – S. 31-40.*
- Kazakov A.M., Devátov V.P. Stratigrafiâ nižnej i srednej űry Zapadnoj Sibiri // Stratigrafiâ i paleogeografiâ dokembriâ i fanerozoâ Sibiri. Tr. SNIIGGIMS. - Novosibirsk, 1990. - S. 110-118.*
- Klubova T.T. Glinistye mineraly i ih rol' v genezise, migracii i akumulácii. – M.: Nauka, 1973. – 254 s.*
- Kontorovič A.Ě., Stasova O.F. K geohimii neftej Zapadno-Sibirskoj nizmennosti // Geologiá i geofizika. – 1964, # 2. – S. 13–24.*
- Kontorovič A.Ě., Fomin A.N., Dočkin D.A. Glubinnaâ zonal'nost' katageneza organičeskogo vešestva i perspektivy neftegazonosnosti glubokopogružennyh tolš űry i triasa v severnyh rajonah Zapadno-Sibirskogo megabassejna // Kriterii ocenki neftegazonosnosti niže promyšlenno osvoennyh glubin i opredelenie prioritetnyh napravlenij geologo-razvedočnyh rabot. - Kn. 1. – Perm': KamNIKIGS, 2001. – S. 41–55.*
- Neručev S.G., Vassoevič N.B., Lopatin N.V. O škale katageneza v svâzi s nefteobrazovaniem // V kn. «Gorűčie iskopaemye». - M.: Nauka, 1976. – S. 47-52.*
- Polákova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Fomičev A.S. Neftegazoobrazovanie na bol'sih glubinah Koltogorsko-Urengoj'skogo graben-rifta // Geohimiâ, 1994. – #1. – S. 111–121.*
- Perozio G.N. Količestvennaâ metodika stadial'nogo analiza dlâ izučeniâ alevrolitov i pesčanikov // Bűll. NTI. - V. 218, 1969. – M.: Izd-vo ONTI VIĚMS. – 35 s.*
- Rešenie 6-go Mežvedomstvennogo stratigrafičeskogo sovešaniâ po rassmotreniű i prinâtiű utočnennyh stratigrafičeskikh shem mezozojskih otloženíj Zapadnoj Sibiri (Novosibirsk, 2003 g.). – Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2004. – 114 s.
- Skorobogatov V.A., Sojn D.A. Geotermičeskie usloviâ gazoneftenosnosti Ámal'skoj oblasti Zapadnoj Sibiri // Geologiá nefiti i gaza, 2009. – #5. – S. 25–29.*
- Spravočnik po geohimii nefiti i gaza / Neručev S.G., Rogozina E.A., Šimanskij V.K., Sobolev V.S., Parparova G.M., Prasolov Ě.M., Petuhov A.V., Lopatin N.V., Radčenko O.A., Gol'dberg I.S., Barkan E.S., Beleckaâ S.N., Vasil'eva V.F., Golyšev S.I., Žukova A.V., Zeličenko I.A., Kaplan Z.G., Kaplan E.M., Kruglikov N.M., Lagunova I.A., Neručev S.S., Petrova Ū.Ě., Silina N.P., Smirnova N.B., Solov'eva I.L., Stepina L.F., Temânko M.B., Tihomirov V.V., Travnikova L.G., Fajzullina E.M., Šapiro A.I. - SPb.: Nedra, 1998. – 576 s.