

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/33\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2015)

УДК 552.578.061.4:551.762/.763(571.1-12)

**Пракойо Ф.С., Лобова Г.А.**Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Томск, Россия, [felix.santo@yahoo.com](mailto:felix.santo@yahoo.com), [lobovaga@tpu.ru](mailto:lobovaga@tpu.ru)

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ И ПРОДУКТИВНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Приведен прогноз фаций терригенных отложений для оценки продуктивности пластов. Дана сводная характеристика седиментационных структур и фильтрационно-емкостных свойств отложений прибрежно-морских фаций. Для каждой фации определена модель каротажей ПС, ГК, КС. Прогностические возможности моделей апробированы для верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов на площади Северного и Приграничного месторождений юго-востока Западной Сибири. Для юрских продуктивных пластов идентифицирована дельтовая фация. Установлено, что отложения нижнемеловых пластов формировались в условиях как шельфовой, так и дельтовой фаций. Отмечается хорошее подтверждение прогноза фаций и их фильтрационно-емкостных свойств с данными испытаний пластов в 70-ти скважинах. Результаты прогнозирования могут быть использованы для планирования последующих промысловых работ.*

**Ключевые слова:** фация, седиментационные структуры, фильтрационно-емкостные свойства, модели каротажей, юрско-меловые нефтегазоносные комплексы, юго-восток Западной Сибири.

### Введение

Анализ условий осадконакопления пластов-коллекторов является актуальным направлением литолого-фациальных исследований. Значение фациального анализа возрастает при поисках и разведке залежей углеводородов (УВ), в случае скопления УВ в ловушках литологических, стратиграфических, литолого-стратиграфических типов [Маргулис, Семенов, Родина, 2015]. В условиях юго-востока Западной Сибири отложения формировались в разных фациальных условиях, что в итоге определило латеральную литолого-фациальную неоднородность пластов-коллекторов [Белозеров, 2011].

Понятие «фация» авторами используется в генетическом значении предполагаемого процесса формирования породы, например, «турбидитная фация» для отложений турбидитных потоков, а также для характеристики предполагаемой обстановки, в которой отлагалась горная порода или совокупность пород [Ботвинкина, 1962], например, «речные фации» или «мелководные морские фации».

Авторы рассматривают три основные системы фаций [Brown, Cleaves, Erxleben, 1973; Рединг и др., 1990]: континентальная система (зона), включающая эоловую, речную и аллювиальную фации; прибрежно-морская система (зона), включающая озерную, дельтовую, лагунную и шельфовую фации; морская система (зона), включающая турбидитовую,

оползневую и глубоководно-морскую фации. Названная выше дельтовая фация соответствует «надводной части дельты» и «подводной части дельты» по выделению Л.Н. Ботвинкиной [Ботвинкина, 1962].

Термин «фация» применяется при описании осадочной породы в обнажении или в керне скважины [Чернова, 2010]. Фация может быть выделена по цвету, характеру слоистости, составу, структуре, ископаемым остаткам, осадочным текстурам.

С развитием косвенных методов изучения стали выделять новые виды фаций, не определяемые классическими параметрами горных пород. По конфигурации, протяженности, амплитуде, частоте отражений и пластовым сейсмическим скоростям в сочетании с формой тел выделяют сейсмические фации ([Шерифф, Гелдарт, 1987] и др.). При каротаже фации выделяют по электрическим, радиоактивным и акустическим свойствам ([Муромцев, 1984] и др.). Такое расширение понятия «фация» вполне закономерно, поскольку оно основано на наблюдаемых характеристиках, по которым данная фация отличается от окружающих. Однако, подобные фации обычно прямо не сопоставимы с породами [Рединг и др., 1990].

При осадконакоплении возникает ряд условий формирования субстрата, определяющих тип седиментационных структур [Slatt, 2006]. Типы седиментационных структур, их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в коллекторах анализированы и систематизированы по 90 месторождениям мира и Западной Сибири [Пракойо, 2013, 2014]. Типы седиментационных структур, несмотря на возможность принадлежности одного типа к разным фациям, выделены (табл. 1) как прогнозные индикаторы фаций, определяющих параметры ФЕС пластов (табл. 2). Важнейшей характеристикой типа седиментационной структуры является размер «зерна».

Так же определена для каждой фации модель каротажей (конфигурация, диапазон значений), предназначенная для литолого-фациальной интерпретации геофизических данных (табл. 3). В результате анализа информации по каротажам разрезов месторождений сделан вывод, что каротаж ПС, ГК, КС в ряде случаев могут дать минимально необходимую информацию, чтобы выделить коллектор и прогнозировать его как определенную фацию.

Таким образом, можно предположить, что комплексный (седиментационный и каротажный) подход к изучению отложений повышает достоверность выводов о их фациальной природе.

### **Краткая характеристика площади исследований**

На тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты [Атлас, 2004] площадь исследования находится в пределах Александровского мегавала (рис. 1), в наиболее приподнятой части усложняющего его Охтеурского вала.

Таблица 1

## Фрагмент сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

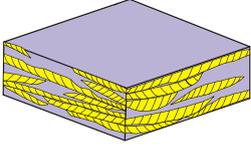
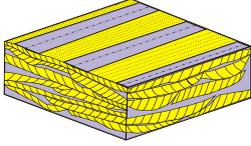
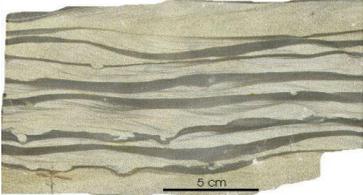
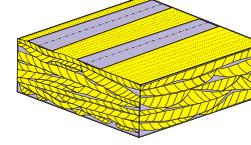
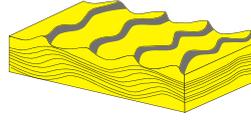
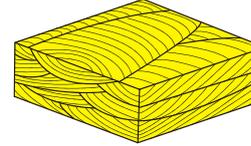
Тип структуры	Тип фации	Размер зерна	Геометрическая схема (модель)	Примеры
Линзовидная слоистость (Lenticular bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		 Ordovician Reedsville shale, Pennsylvania [Stuby, 2001].
Волнистая слоистость (Wavy bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		 Sandstone-shale alternations lower devonian, Ardenne [Boulvain Frédéric et al., 2013].
Флазерная слоистость (Flasser bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		 Elatina formation, Adelaide [Merck, 2013].
Восходящая рябь (Climbing ripples)	Озерная, турбидитовая	Тонко–мелкое зерно		 Entrada formation, Utah [Hobley, 2011].
Диагональная слоистость (Cross bedding)	Эоловая, речная, лагунная, дельтовая, шельфовая, глубоководно–морская	Тонко–крупное зерно		 Lúžna formation, Slovakia [Pelech, 2009].

Таблица 2

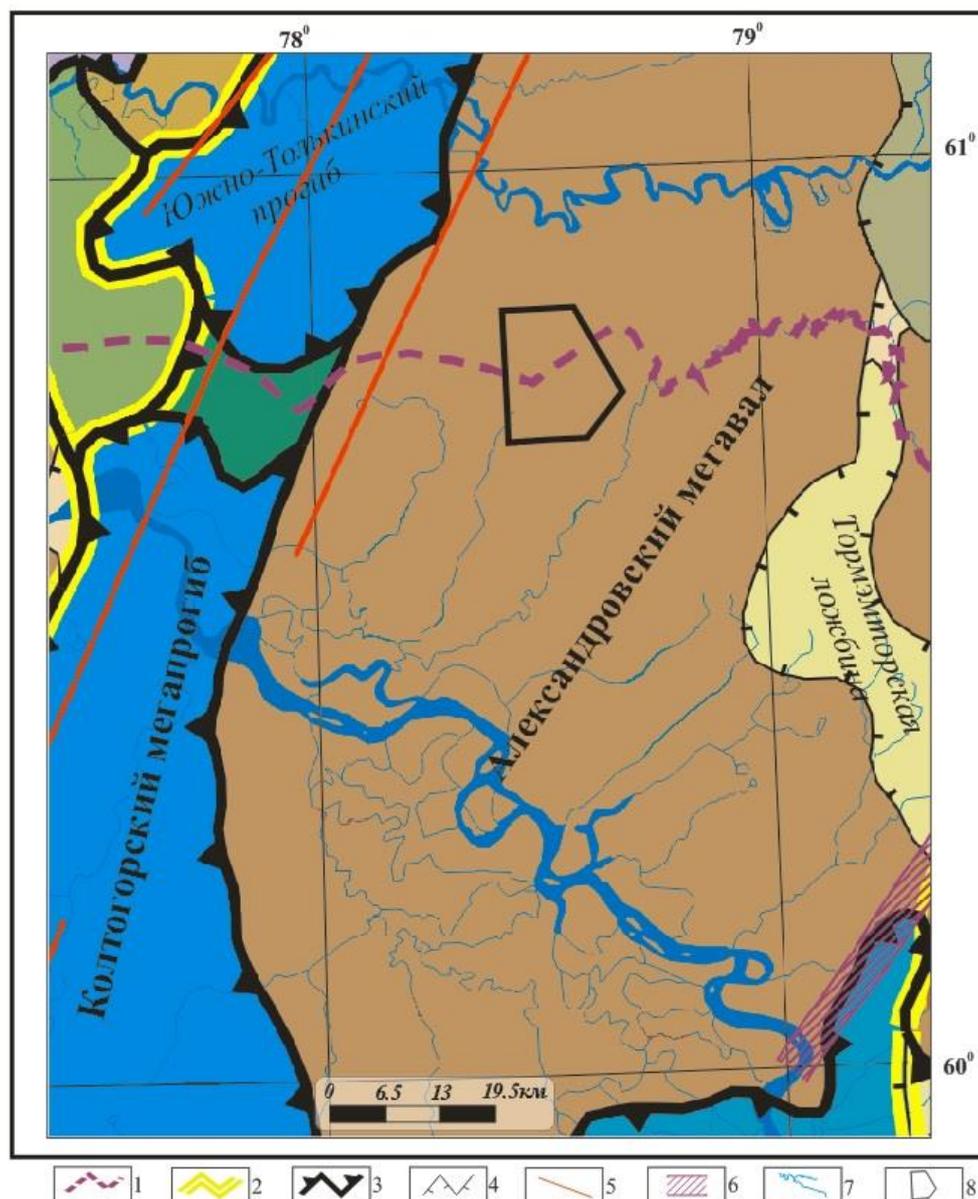
**Сводная характеристика седиментационных структур и фильтрационно-емкостные свойства типовых фаций седиментации**

Типы фации		Возможные седиментационные структуры	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Континентальная	Эоловая [Lupe, Ahlbrandt, 1975; MacDonald et al., 2010]	Фронтальный наклонный слой конуса выноса, диагональная слоистость, биотурбация, слоистость, дюны, биогенная структура	5–20	50–800
	Речная [Люгай, Пантелеев, Николаева, 2010; Пушкарева, Хабаров, Вараксина, 2014]	Галечниковый горизонт, канал обломков, диагональная слоистость, холмистое косое наслоение, врезание и заполнение структуры, залегание, залегание знак ряби, канал и выемка	0–23	0,001–1000
	Аллювиальная [Gravestock et al., 1998]	Галечниковый горизонт, канал обломков, шарово-подушечная структура, перекрытие внахлестку, следы выпахивания структур, залегание, залегание знак ряби	5–25	0,0001–1000
	Озерная [Thomas et al., 2004]	Трещины усыхания, микротонкие слои, параллельная слоистость, восходящая рябь, плоский слоистый ил и глина, колонная структура.	3–15	1–50
Прибрежно-морская	Дельтовая [Bartberger, Duman, Condon, 2002]	Линзовидная слоистость, волнистая слоистость, флазерная слоистость, диагональная слоистость, шевронная диагональная слоистость, линейная рябь, плоская слоистость, фронтальный наклонный слой конуса выноса, следы выпахивания структур, биогенная структура	12–34	10–1500
	Лагунная [Okitor Imasuen, Etobro, 2011; Odoh, Onyeji, Utom, 2012]	Тонкослойчатые текстуры и обилие биотурбаций, вызванных корнями растений, линзовидная, волнистая, шевронная диагональная слоистость	6–19	10–1500
	Шельфовая [Резников и др., 2001; Ким и др., 2007]	Характерна линзовидная, флазерная и шевронная диагональная слоистость, геопетальные структуры	1–22	0,002–0,174
Морская	Турбидитовая [Plantevin, 2002; Amy et al., 2009]	Нормальные седиментационные структуры и реверс пластов, илистый сортированный песок, конкреция, факельная структура, конволютная слоистость	10–25	1–2400
	Оползневая [Hardman et al., 1982; Корост, Шарафутдинов, 2013]	Валунный песок и ил, оползневая структура	10–25	1–100
	Глубоководно-морская [Журавлев, 2012; Колпенская и др., 2014]	Параллельная слоистость, биотурбация, микротонкие слои, карбонатный ил, куплет, шарово-подушечная структура, друпстон, холмистое косое наслоение, сжатие-разрыв структур, строматолитовая структура, биогенная структура	2–23	0,09–10

Сводная характеристика каротажей типовых фаций седиментации

Типы фаций		Краткая характеристика каротажей
Континентальная	Эоловая [Селли, 1989; Ежова, 2009; MacDonald Robin et al., 2010]	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м).
	Речная [Селли, 1989; Ежова, 2009; Попов и др., 2014]	На кривых ПС, ГК значениями от минимальных до средних, значения кривой КС – средние значения сопротивления (11–12 Ом м).
	Аллювиальная [Селли, 1989; Ежова, 2009]	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м)
Прибрежно-морская	Озерная [Муромцев, 1984; Селли, 1989; Gluyas, Swarbrick, 2006]	Характеризуется максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС от 3 Ом м до более 40 Ом м.
	Дельтовая [Селли, 1989; Wood, 1994; Ежова, 2009]	Атрибуты кривых ПС и ГК – по большей части это минимальные значения и возможны, локально, максимальные значения. Характер кривой КС – от минимальных значений с последующим увеличением (от 3 до 40 Ом м).
	Лагунная [Сынгаевский, Хафизов, 1999; Nielsen, 2003; Ежова, 2009]	Характеризуется обычно максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС уменьшается до 7 Ом м.
	Шельфовая [Селли, 1989; Ежова, 2009; Pinous, Levchuk, Sahagian, 2001]	Значения ПС, ГК от минимальных до максимальных, значения кривой КС – от минимальных (5 Ом м) до высоких значений (более 100 Ом м).
Морская	Турбидитовая [Муромцев, 1984; Селли, 1989; McHargue et al., 2011]	Характерны следующие атрибуты кривых: ПС, ГК – практически минимальные значения и, локально, средними значениями. Значения кривой КС – обычно минимальные (0,5–0,7 Ом м).
	Оползневая [Муромцев, 1984; Селли, 1989; Weimer, Slatt, 2006]	Значения кривых ПС, ГК в подавляющих случаях максимальные с, локально, средними значениями. Значения кривой КС – от средних (10 Ом м) до высоких (100 Ом м).
	Глубоководноморская [Муромцев, 1984, Селли, 1989, Важенина, 2010]	Параметры кривых ПС, ГК – в основном максимальные значения с, локально, минимальными значениями. Значения кривой КС – от минимальных (1 Ом м) до высоких значений (до 500 Ом м).

Формирование Охтеурского вала произошло в постсеноманское время, причём наиболее интенсивно на этапе, когда баженовская свита – основная нефтепроизводящая, вошла в главную зону нефтеобразования и процессы генерации и эмиграции УВ достигли максимальной интенсивности [Лобова, Стоцкий, Исаев, 2014; Осипова, Пракойо, Исаев, 2014].



**Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты**  
(под ред. В.И. Шпильмана и др., 1998 г.)

1 – граница Томской области и Ханты-Мансийского АО; 2 – границы геоблоков; 3 – границы тектонических элементов I порядка; 4 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 5 – важнейшие тектонические нарушения; 6 – флексуры (с углом падения 50-70 м/км); 7 – гидросеть; 8 – площадь исследования.

Рост Охтеурского вала сопровождался активным формированием разломов, секущих практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол [Конторович и др., 2011]. Возможно, что эти разрывные нарушения явились каналами для миграции основной массы УВ вверх по разрезу и предопределили формирование многопластовых залежей в меловых резервуарах (пласты БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>18-20</sub>, ИП). В подстилающие баженовскую свиту песчаные пласты верхнеюрского горизонта Ю<sub>1</sub> также мигрировали значительные объёмы нефти.

Нефтегазоносными комплексами на площади исследований являются юрские отложения васюганской свиты, где присутствуют продуктивные пласты: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, а также группы пластов меловых отложений куломзинсой свиты (БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>), тарской свиты (БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>), алымской свиты (АВ<sub>1</sub>), покурской свиты (ПК<sub>18-20</sub>), ипатовской свиты (ИП). Пласты БВ<sub>8</sub> нижнемеловых отложений куломзинсой свиты и ПК<sub>1</sub> верхнемеловых отложений покурской свиты не относятся уверенно к нефтегазоносным.

### Методика анализа и прогнозирования фаций

Прогнозирование фаций выполнялось авторами по 15-ти пластам, вскрытым в разрезах 70-ти глубоких скважин (303 интервала).

Скважины расположены на 9-ти линиях корреляционных профилей. Данные каротажей по каждому из 15-ти пластов присутствуют не на всех линиях. Каротажи пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>; БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>; АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>18-20</sub>, ПК<sub>1</sub>, ИП присутствуют только на 2-х линиях, а каротажи пластов БВ<sub>9</sub>, БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>8</sub> - только на 3-х линиях.

Процесс сопоставления осуществляется детальным анализом каротажей каждого пласта в каждой скважине на выбранной корреляционной линии и последующей литолого-фациальной интерпретации с помощью моделей каротажей типовых фаций (табл. 3) и таблицы промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта (рис. 2) по А.В. Ежовой [Ежова, 2007].

Далее проводится сопоставление ФЕС прогнозируемой типовой фации и фактических данных по испытаниям пласта. Если фактические данные и модельные согласуются между собой, то прогноз фации можно считать достоверным. Результаты сопоставления заносятся в таблицу. Имеют место случаи неполной согласованности между фактическими притоками из пласта и ФЕС прогнозируемой фации.

Много случаев (порядка 80%), когда фактические данные по испытаниям пласта отсутствуют. Здесь прогноз невозможно проверить.

Уровень достоверности прогноза С (%) для каждого пласта (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>9</sub>, БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>18-20</sub>, ПК<sub>1</sub>, ИП) оценивается по следующей формуле:

$$C = [A/(A+B)]100,$$

где А – количество случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта, В – количество случаев несогласованности прогноза с данными испытания пласта.

Ниже, в качестве примера, приводится прогноз фаций верхнеюрского пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, вскрытого в разрезе 14-ти скважин, и мелового пласта БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, вскрытого в разрезе 33-х скважин.

Породы	Гран. хар - ка, особые отличия	Фото образцов	Условные обозначения	Электрокаротаж				Радиоактивный каротаж		Акустический каротаж		Кавернометрия (D скв)
				PS, Ом*м Зонд A <sub>2</sub> M <sub>0,5</sub> N	ИК, мСим	M3, Ом*м A0,025M0,025N A0,05M	ГК, γ	НГК, имп/мин	AK по скорости			
песчаник	крупно-зернистый			Глубокая отрицательная аномалия.	Очень высокие при нефтенасыщ., очень низкие при водонасыщ.	Низкие при нефтенасыщ., высокие при водонасыщ.	Большое приращение	Низкие	Высокие	Низкие и средние	Уменьшение	
	средне-зернистый			Глубокая и средняя отрицательная аномалия.	Высокие при нефтенасыщ., низкие при водонасыщ.	Низкие при нефтенасыщ., высокие при водонасыщ.	Значительное приращение	Низкие	Высокие	Низкие и средние	Уменьшение	
	мелко-зернистый			Средняя и слабая отрицательная аномалия.	Средние	Средние	Небольшое приращение	Низкие и средние	Средние	Средние	Иногда уменьшение	
	глинистый			Слабая отрицательная аномалия.	Низкие	Средние	Приращение отсутствуют	Средние	Средние	Средние	Неизменно	
	известко-вистый			Слабая отрицательная аномалия. Или отсутствует	Очень высокие	Низкие	Высокие без приращения	Низкие	Очень высокие	Очень низкие	Неизменно	
	известко-вистый с пиритом			Слабая отрицательная аномалия.	Низкие	Очень высокие	Приращения отсутствуют	Низкие	Очень высокие	Высокие и средние	Неизменно	
алевролит	однородный			Слабая отрицательная аномалия.	Низкие и средние	Средние	Приращения отсутствуют	Средние	Средние	Средние	Неизменно	
	глинистый			Отрицательная аномалия отсутствует.	Низкие	Высокие и средние	Приращения отсутствуют	Средние	Средние	Средние	Иногда увеличивается	
	глина однородная			Отрицательная аномалия отсутствует.	Очень низкие	Высокие	Приращения отсутствуют, кривые совпадают	Высокие	Очень низкие	Высокие	Увеличивается	
аргиллит	битуминозный			Отрицательная аномалия отсутствует, кроме трещиноватых разнот.	Низкие и средние	Средние	Приращения отсутствуют, кривые не совпадают	Высокие	Низкие	Средние	Иногда увеличивается	
	углистый			Отрицательная аномалия отсутствует, иногда слабая	Очень высокие	Низкие	Приращения отсутствуют, кривые совпадают	Очень высокие	Высокие	Высокие	Неизменно	
уголь				Слабая отрицательная аномалия, часто отсутствует, иногда слабая	Очень высокие	Очень низкие	Приращения отсутствуют, кривые не совпадают	Очень низкие	Очень низкие	Очень высокие	Увеличивается до большой каверны	

Рис. 2. Таблица промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта (по А.В. Ежовой, 2007 г.)

### Прогноз фаций пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Интервал глубин пласта в разрезе 14-ти анализированных скважин составляет от 2132 м до 2497 м (табл. 4). Судя по каротажам пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, это *дельтовая фация*.

Литология пласта по результатам бурения представлена мелко-среднезернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углистым аргиллитом или углем.

Пласты (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) в большинстве скважин представлены средне-мелкозернистыми песчаниками. Крупнозернистые песчаники встречаются в скважинах 2, 13, 14. Алевролиты встречены только в скв. 12, редко углистые аргиллиты. Размер «зерна» и их ассоциации *соответствуют дельтовой фации*.

Прогноз ФЕС по модели типовой фации – пористость от 12 до 34 %, проницаемость – 10–1500 мД – продуктивный коллектор. К сожалению, фактические данные о параметрах ФЕС (пористость, проницаемость) отсутствуют.

В скважинах 1 и 3 получен приток воды. Приток нефти получен в скважинах 2 и 6. В скважинах 7, 13 и 14 вскрыта залежь УВ. В скважинах 4 и 8 прогнозы не согласуются с испытанием пласта – «сухо».

Таким образом, анализ каротажей и литологии пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> показывает, что отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – это дельтовая фация. Уровень достоверности прогноза С (%) = 78, при числе определений (скважин) для сопоставления А+В = 9.

Сопоставление полученного прогноза фации пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (дельтовая фация) с палеографической схемой оксфорда Западной Сибири [Конторович и др., 2013] (временем накопления песчаных пластов Ю<sub>1</sub>) показывает хорошую согласованность. На этой схеме (рис. 3) площадь исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м (области переходного осадконакопления) и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).

### Прогноз фаций пласта БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>

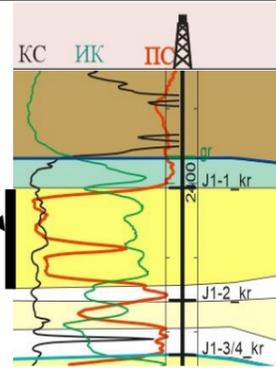
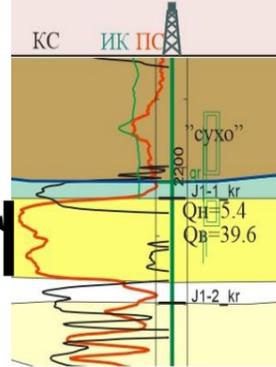
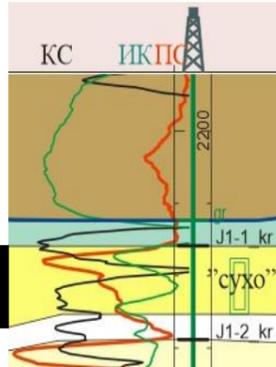
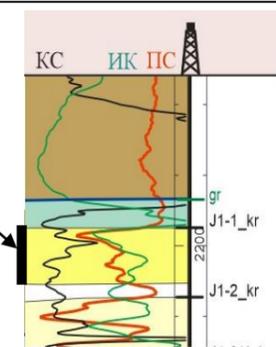
Интервал глубин пласта в разрезе 33-х анализированных скважин составляет от 1765 м до 2208 м (табл. 5).

Определение типа фации по данным каротажей показывает, что пласт представлен двумя типами фаций. *Шельфовая фация* присутствует в скважинах 2, 4, 16, 17, 19, 28, 33, 34, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 66, 67, 68, 69, 70. *Дельтовая фация* присутствует в скважинах 9, 20, 26, 27, 35, 52, 55, 61, 62, 63, 64, 65.

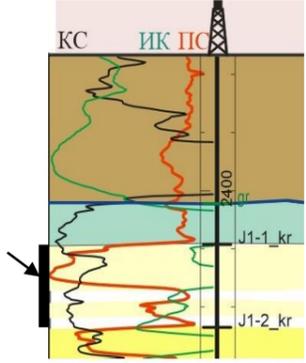
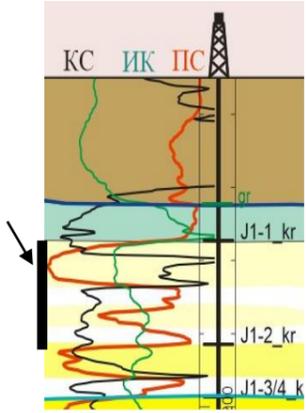
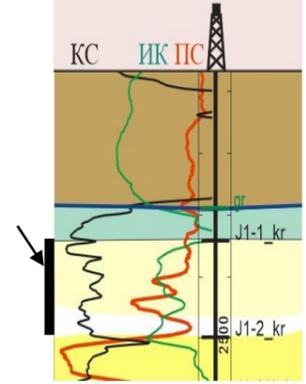
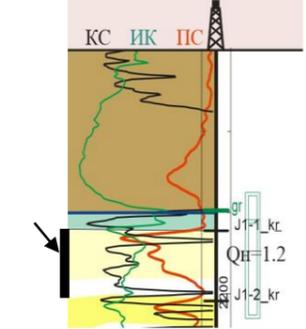
Обобщенная характеристика литологии пласта по результатам бурения: мелко-среднезернистые песчаники, слабослюдистые, известковистые, алевролиты и аргиллиты.

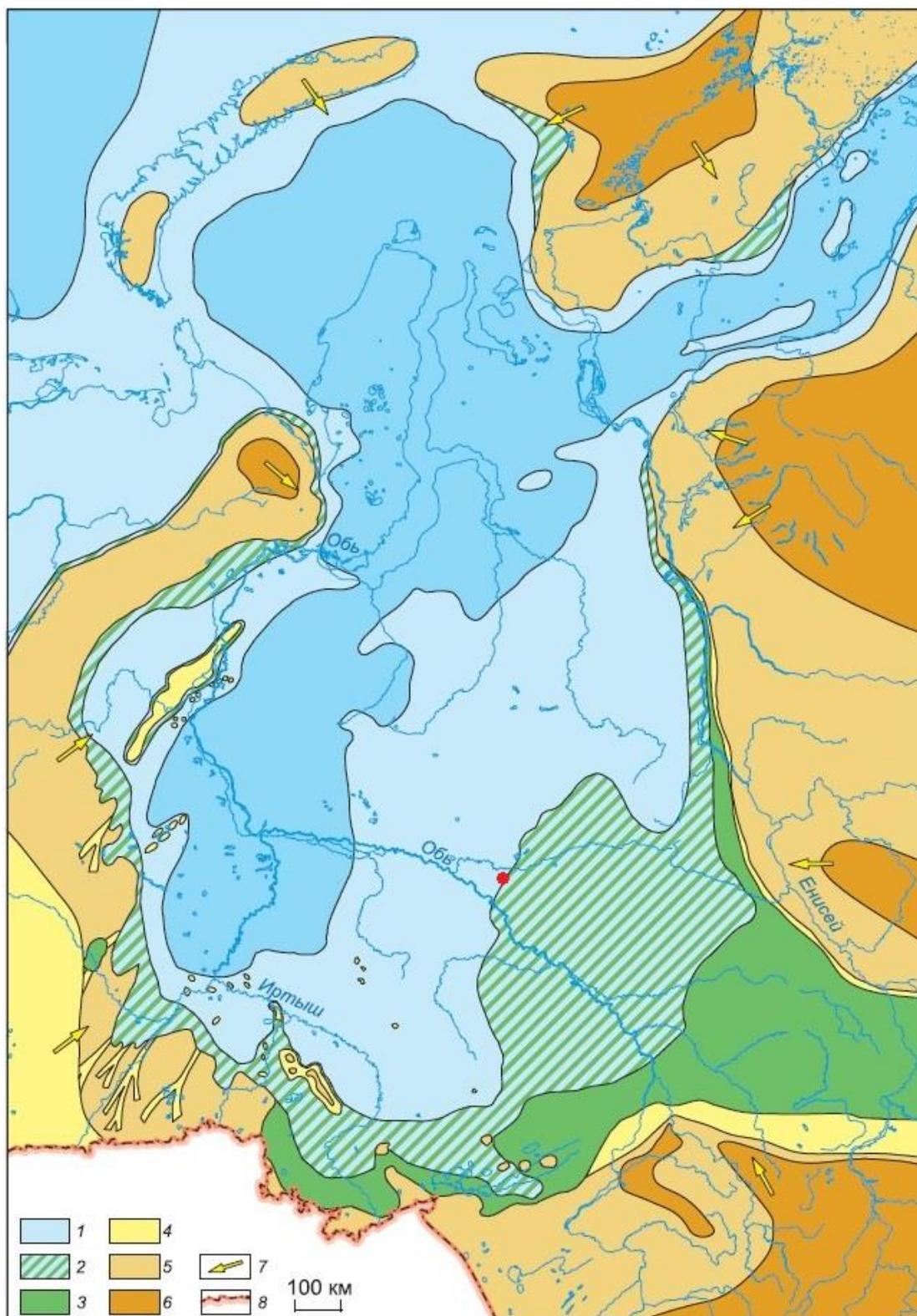
Таблица 4

Фрагмент сводной таблицы прогноза фаций пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Условный номер скважины	Каротажи (выделены интервал пласта)	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
1		Приток воды	Средне-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
2		Приток нефти – 5,4 м <sup>3</sup> /сут, воды – 39,6 м <sup>3</sup> /сут.	Крупно-среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
4		Сухо	Мелкозернистые песчаники, углистые аргиллиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не согласуется с испытанием пласта
5		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

Продолжение таблицы 4

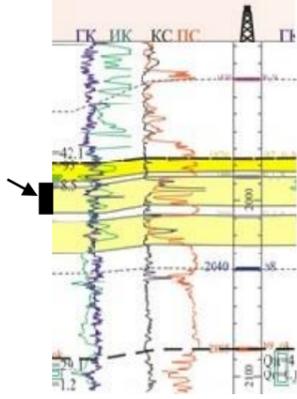
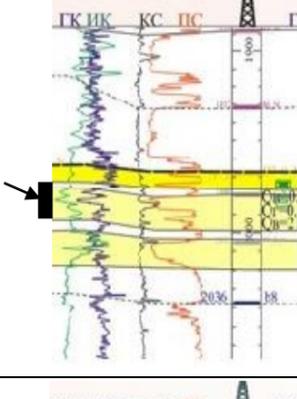
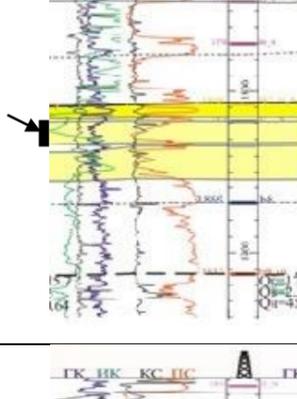
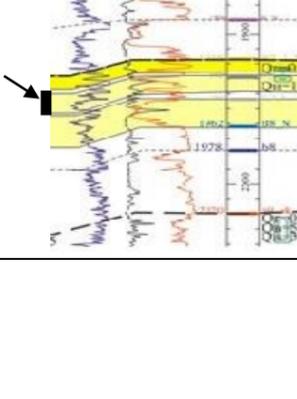
14		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
13		Вскрытая залежь	Крупно-мелкозернистые песчаники, водонасыщенные (?)	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
12		Нет данных	Алевриты	Дельтовая, не типичная	–	Прогноз не заверен испытанием пласта
6		Приток нефти 1,2-5 м <sup>3</sup> /сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта



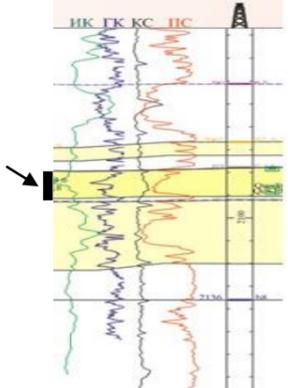
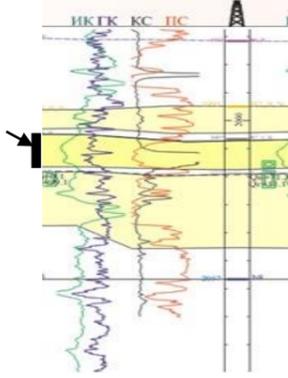
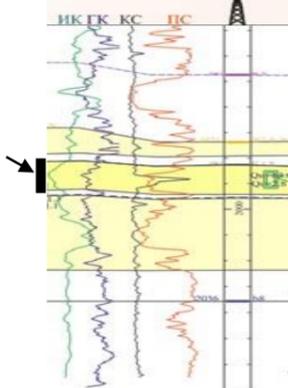
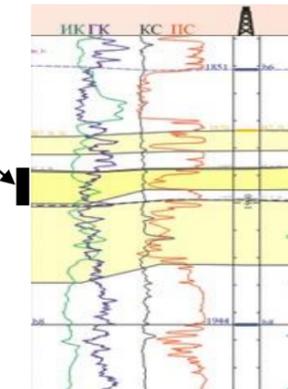
**Рис. 3. Палеогеографическая схема Западной Сибири, оксфорд** [Конторович и др., 2013]

Красным кружком указано положение площади исследования. Палеогеографические области морского осадконакопления: 1 - море мелкое глубиной менее 25 м, области переходного осадконакопления; 2 - равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); области континентального осадконакопления: 3 - равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 4 - равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; 5 - равнина возвышенная (денудационная суша); 6 - горы низкие; 7 - главные направления сноса обломочного материала; 8 - государственная граница.

Фрагмент сводной таблицы прогноза фаций пласта БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>

Условный номер скважины	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
70		Нет данных	Переслаивание, средне - мелкозернистые песчаники известковистые	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
16		Притоки газа 0,06 тыс. м <sup>3</sup> /сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут.	Переслаивание, средне - мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта (?)
34		Нет данных	Крупно-среднезернистые песчаники, алевролиты, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз не заверен испытанием пласта
19		Притоки газа 0,14 тыс. м <sup>3</sup> /сут, нефти 1,6 т/сут.	Средне - мелкозернистые песчаники, алевролиты, глины, водонасыщенные (?)	Шельфовая	Коллектор малой продуктивности	Прогноз согласуется с испытанием пласта

Продолжение таблицы 5

63		Притоки газа 13,3 тыс. м <sup>3</sup> /сут, нефти 86 т/сут.	Среднезернистые песчаники, алевролиты, глины, известковистые	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
61		Притоки газа 11,1 тыс. м <sup>3</sup> /сут, нефти 71,3 т/сут.	Крупнозернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
62		Притоки газа 2,8 тыс. м <sup>3</sup> /сут, нефти 64,6 т/сут.	Средне-мелкозернистые песчаники, глины, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
65		Нет данных	Среднезернистые песчаники, известковистые, глины	Дельтовая	Высокопродуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

В составе отложений (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) преобладают средне-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами, немало крупнозернистых песчаников с алевролитами, местами глины и известковистые песчаники.

Прогноз ФЕС по модели типовой фации шельфовой – коллектор малой продуктивности, пористость 1–22%, проницаемость от 0,002 до 0,174 мД. Прогноз ФЕС по модели типовой фации дельтовой – продуктивный коллектор, пористость 12–34%, проницаемость от 10 до 1500 мД.

Данные испытания пласта  $BВ_7^1$  шельфовой фации следующие. В скв. 19 получены слабые притоки газа 0,14 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти 1,6 т/сут. В скв. 16 получены притоки газа 0,06 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут.

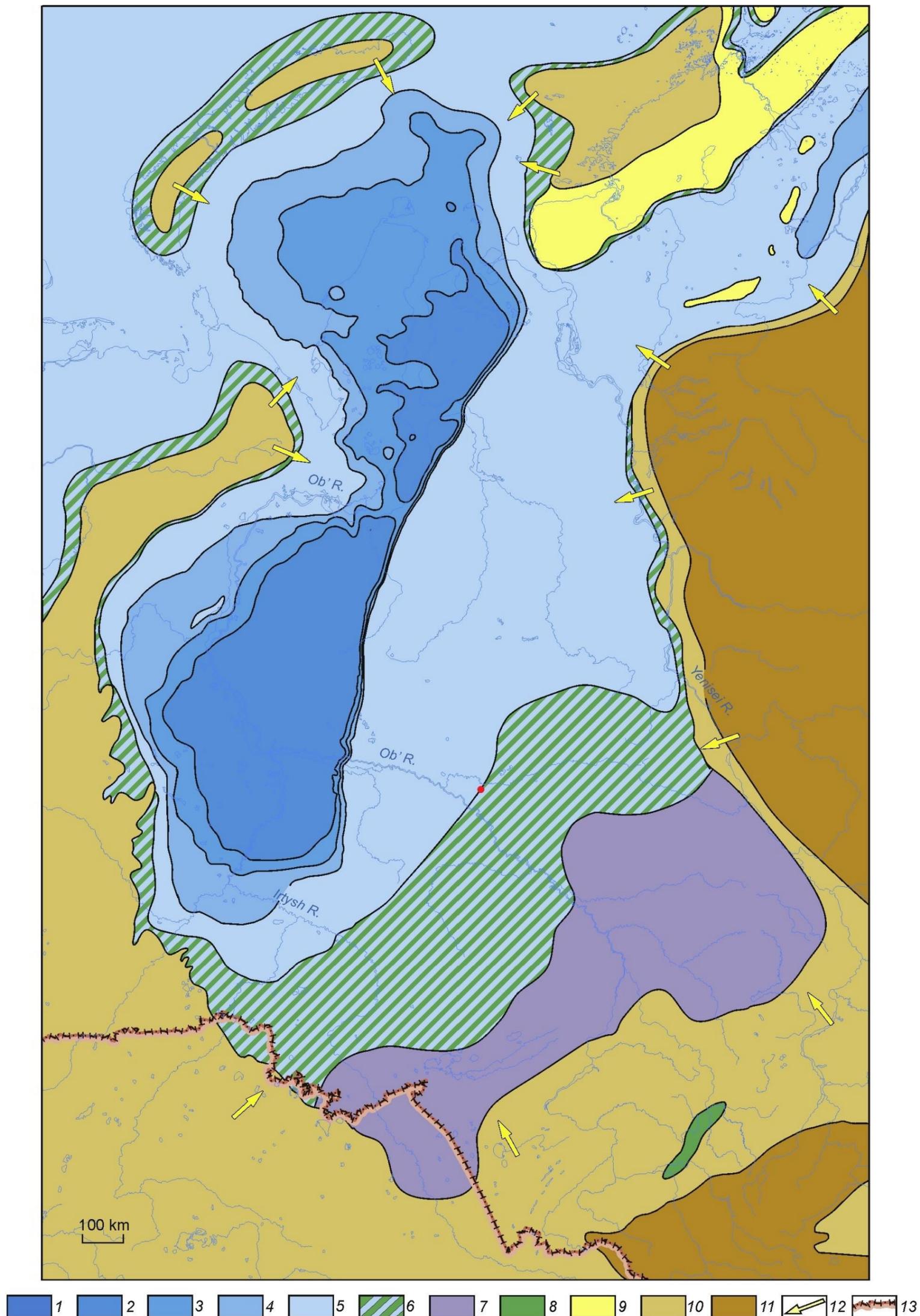
Данные испытание пласта  $BВ_7^1$  дельтовой фации следующие. В скв. 63 получены притоки газа 13,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут и значительные притоки нефти 86,0 т/сут. В скв. 61 получены значительные притоки газа 11,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти 71,3 т/сут. В скв. 62 получены притоки газа 2,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут и значительные притоки нефти 64,6 т/сут.

По 10-ти скважинам сопоставлен прогноз с результатами испытания пласта  $BВ_7^1$  и для фации шельфовой, и для фации дельтового режима осадконакопления. В целом уровень достоверности прогноза  $C$  (%) = 100, при числе определений (скважин) для сопоставления  $A+B = 10$ .

Сопоставление полученного прогноза фации пластов  $BВ_7$ ,  $BВ_7^1$ ,  $BВ_7^2$  (шельфовая фация, дельтовая фация) с палеогеографической схемой позднего валанжина Западной Сибири [Конторович и др., 2014] (временем накопления песчаных пластов  $BВ_7$ ,  $BВ_7^1$ ,  $BВ_7^2$ ) показывает хорошую согласованность. На схеме (рис. 4) площадь исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).

### Обсуждение результатов прогноза

Анализ показал, что не всегда пласт представлен только одной типичной фацией. Например, пласт  $BВ_9^3$  представлен в скважинах 29, 30, 34 нетипичной шельфовой фацией из-за присутствия алевролитов и глин. Также, в шельфовом пласте  $BВ_9^2$  присутствуют алевролиты и глины в скважинах 16, 18, 19, 33, 34, 35. Пласт  $BВ_7^2$  представлен в разных скважинах двумя разными фациями – в 18-ти скважинах пласт характеризуется как шельфовый, а в 15-ти скважинах характеризуется как дельтовый. Пласт  $BВ_7^1$  представлен в разных скважинах двумя разными фациями – в 21-й скважине пласты характеризуются как шельфовые, а в 12-ти скважинах - как дельтовые. Пласт  $BВ_7$  в основном определяется как шельфовый, а в 7-ми скважинах характеризуется как нетипичная шельфовая фация.



**Рис. 4. Палеогеографическая схема Западной Сибири, поздний валанжин** [Конторович и др., 2014]

Красным кружком указано положение площади исследования. 1-11 - палеогеографические области: области морского осадконакопления: 1 - море глубокое, более 400 м; 2 - море глубокое, 200-400 м; 3 - море мелкое, 100-200 м; 4 - море мелкое 25-100 м; 5 - море мелкое менее 25 м; 6 - области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 7 - внутренние водоемы: пресные, временами засолявшиеся; области континентального осадконакопления; 8 - равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 9 - равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; 10 - равнина возвышенная (денудационная суша); 11 - горы низкие; 12 - главные направления сноса обломочного материала; 13 - государственная граница.

Пласт ПК<sub>1</sub> в целом прогнозируется как шельфовая фация, но в 1-ой скважине не согласуется с типичной шельфовой фацией.

Все сказанное подтверждает мнение, что в условиях юго-востока Западной Сибири отложения одного стратиграфического уровня (одного пласта) могли формироваться в разных фациальных условиях, что в итоге определило латеральную литолого-фациальную неоднородность пластов-коллекторов.

Сопоставление выполненного прогнозирования фаций для верхнеюрских отложений (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>) с региональной палеогеографической схемой оксфорда Западной Сибири А.Э. Конторовича и др. (2013 г.) показало полную согласованность. Также непротиворечивы сопоставления локального прогноза для меловых отложений (пласты БВ<sub>9</sub>, БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>) с палеогеографическими схемами Западной Сибири от берриаса до позднего валанжина. Для пластов АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>18-20</sub> сопоставления локального прогноза с региональной палеогеографической схемой раннего апта Западной Сибири в основном непротиворечивы. То же можно сказать для условий формирования пласта ИП (коньяк).

Результат же локального прогноза для пласта ПК<sub>1</sub> не «вписывается» в региональную схему для сеномана Западной Сибири. По-видимому, на локальном участке сказались местные особенности условий осадконакопления.

### **Заключение**

Типы фаций, определенные по моделям каротажей ПС, КС и ГК (конфигурация, диапазон кривых) на площади исследования, не противоречат литологии керна и результатам испытания пластов в глубоких скважинах. В целом по площади исследований уровень достоверности прогноза фаций составил  $C (\%) = 92$ , при количестве случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта  $A = 46$  и количестве случаев несогласованности прогноза с данными испытания пласта  $B = 4$ , при общем количестве сопоставлений  $A+B = 50$ .

Сопоставление локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири А.Э. Конторовича и др. (2013 г., 2014 г.) показало хорошую согласованность.

Установлено, что определения состава литологии по каротажам с помощью методики интерпретации по А.В. Ежовой (2007 г.) хорошо согласуются с результатами бурения. Таким образом, модель (таблицу) промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта по А.В. Ежовой (2007 г.) можно применять для оценки литологии при отсутствии литолого-структурных анализов керна.

Кроме данных каротажей, испытаний пластов, корреляционных профилей разрезов скважин, было бы хорошо иметь, для анализа и более однозначной оценки достоверности прогнозирования, данные о ФЕС по пористости и проницаемости. К сожалению, авторы не располагали такими данными.

Нет данных испытаний для каждого пласта, присутствующего в скважине. Без данных испытания пласта прогнозирование остается не заверенным. Вместе с тем, эти результаты прогнозирования (253-и интервала юрских и меловых пластов) могут быть использованы для планирования последующих промысловых работ. Совокупность результатов заверенного и незаверенного прогноза (303-и интервала юрских и меловых пластов) позволила построить для площади исследований прогнозные схемы латерального распределения фаций пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>9</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>18-20</sub>, ИП.

Таким образом, сопоставление моделей типовых фаций терригенных отложений (седиментационные структуры, ФЕС, каротажи) с реальными данными месторождений юго-востока Западной Сибири продемонстрировало возможную методику применения этих моделей для прогнозной оценки продуктивности юрско-меловых пластов.

#### Литература

Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., В.Н. Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.

*Белозеров В.Б.* Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия ТПУ. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 123–130.

*Ботвинкина Л.Н.* Слоистость осадочных пород. – М.: Издательство АН СССР, 1962. – 543 с.

*Важенина О.А.* Особенности осадконакопления и литологические типы пород Баженовской свиты на территории Широкого Приобья (Западная Сибирь) // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 335. – С. 161–164.

*Ежова А.В.* Литология. 2-е издание. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 336 с.

*Ежова А.В.* Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области // Известия ТПУ. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 59–63.

*Журавлев А.В.* Седиментационная модель области сочленения Елецкой и Лемвинской формационных зон приполярного Урала в пограничном девонско-каменноугольном интервале // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. – С. 1–25. – [http://www.ngtp.ru/rub/2/59\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/59_2012.pdf)

*Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н.* Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.

*Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С.* Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 49–59.

*Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бакуев О.В., Найденов Л.Ф.* Обстановки осадконакопления продуктивных горизонтов верхнеюрских и

нижнемеловых отложений восточного борта Большехетской впадины Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2014. – № 6. – С. 2–10.

*Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.

*Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

*Конторович В.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Соловьев М.В., Бухарев А.Н.* Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 119–127.

*Корост С.Р., Шарафутдинов В.Ф.* Перспективы поиска литологических экранированных ловушек в нижнечокракских отложениях Дагестанского сектора Терско-Каспийского передового прогиба // Петрофизическое моделирование осадочных пород: материалы конференции Балтийского школа-семинара. – Москва: ООО "Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова", 2013. – [http://petromodel.ru/fileadmin/user\\_upload/petromodel\\_site/docs/2013/Theses\\_2013/20\\_1\\_03\\_korost\\_annotation.pdf](http://petromodel.ru/fileadmin/user_upload/petromodel_site/docs/2013/Theses_2013/20_1_03_korost_annotation.pdf) (Дата обращения: 30.10.2014).

*Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И.* Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2014)

*Люгай Д.В., Пантелеев Г.Ф., Николаева Л.Е.* К вопросу о литолого-фациальном анализе юрских отложений территории Южного Приаралья и Юго-Восточного Устья в связи с их нефтегазоносностью // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. Сборник научных трудов. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 193–215.

*Маргулис Л.С., Семенов В.П., Родина Т.В.* Прогноз распространения литологических ловушек углеводородов в терригенных отложениях венда северо-запада Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/16\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/16_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/16\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/16_2015)

*Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел–литологических ловушек нефти и газа. – Л: Недра, 1984. – 260 с.

*Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И.* Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/22\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/22\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2014)

*Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Ян П.А.* Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широного Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта Ю<sub>2</sub> // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 777–786.

*Пракойо Ф.С.* Седиментационные структуры песчаных коллекторов и их влияние на нефтегазоносность // Вестник Иркутского ГТУ. – 2013. – № 9. – С. 103–110.

*Пракойо Ф.С.* Систематика и актуализм седиментационных структур фаций побережья // Материалы III Международной научно-практической конференции с элементами школы-семинара для студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТГУ, 2014. – С. 637–641.

*Пушкарева М.М., Хабаров Е.М., Вараксина И.В.* Литологическая характеристика парфеновского и ботубинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и

Непско-Ботубинской антиклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 78–83.

*Рединг Х., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиотт Т., Шрейбер Б.Ш., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х.К., Стоу Д.А., Эдуардз М., Митчел А.Х.Г.* Обстановки осадконакопления и фации. В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.

*Резников А.Н., Назаренко В.С., Нариманянц С.В. Ярошенко А.А.* Вероятностно-статическое моделирование преобразований терригенных коллекторов в зоне катагенеза // Геология нефти и газа. – 2001. – № 1. – С. 33–41.

*Селли Р.Ч.* Древние обстановки осадконакопления. – М: Недра, 1989. – 287 с.

*Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского Бассейна // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 22–30.

*Чернова О.С.* Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования // Известия ТПУ. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 116–121.

*Шерифф Р., Гелдарт Л.* Сейсморазведка: В 2-х т. Т. 2. Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 400 с.

*Amy L.A., Peachey S.A., Gardiner A.A., Talling P.J.* Prediction of hydrocarbon recovery from turbidite sandstones with linked-debrite facies: Numerical flow-simulation studies // Marine and petroleum geology. – 2009. – No. 26. – pp. 2032–2043.

*Bartberger C.E., Dymant T.S., Condon S.M.* Is there a basin-centered gas accumulation in Cotton Valley group sandstones, Gulf Coast basin, USA? // United States geological survey bulletin 2184-D. – February 2002. – Version 1.0. – pp. 1–38.

*Boulvain Frédéric, Dumontde Paul.* Lexique de géologie sédimentaire. Wavy bedding, de l'Ardenne-Belgium. – 2013. – <http://www2.ulg.ac.be/geosed/sedim/lexique.htm> (Дата обращения: 30.10.2014).

*Brown L.F.Jr., Cleaves II A.W., Erxleben A.W.* Pennsylvania depositional systems in North-Central Texas. University of Texas at Austin. Bureau of economic geology guidebook 14. – Texas: Bureau of economic geology, 1973. – 122 p.

*Gluyas Jon, Swarbrick Richard.* Petroleum geoscience. – Singapore: Blackwell, 2006. – 349 p.

*Gravestock D.I., Alexander E.M., Morton J.G.G., Sun Xiaowen.* Reservoirs and seals // Petroleum Geology – Cooper basin. – 1998. – Vol. 4. – pp. 157–179.

*Hardman R.F.P.* Chalk reservoirs of the North Sea // Bulletin of the geological society of Denmark. – 1982. – Vol. 30. – pp. 119–137.

*Hobley Dan.* Climbing ripples in the Zanskar river valley, Ladakh, NW Indian Himalaya. – 2011. – [http://en.wikipedia.org/wiki/Ripple\\_marks#mediaviewer/File:Climbing\\_ripples.JPG](http://en.wikipedia.org/wiki/Ripple_marks#mediaviewer/File:Climbing_ripples.JPG) (Дата обращения: 30.10.2014).

*Lupe Robert, Ahlbrandt T.S.* Sandstone geometry, porosity and permeability distribution, and fluid migration in eolian system reservoirs. United States department of the interior geological survey. Open-file report 75–357. – United States: United States Geological Survey, 1975. – 23 p.

*MacDonald Robin, Hardman Douglas, Sprague Ronald, Meridji Yacine, Mudjiono Witjaksono, Galford James, Rourke Marvin, Dix Michael, Kelton Michael.* Using elemental geochemistry to improve sandstone reservoir characterization: A case study from the Unayzah A interval of Saudi Arabia // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Perth, 19-23 June 2010. – Perth, 2010. – pp. 1–16. – <http://www.chemostrat.com/wp-content/uploads/2013/09/MacDonald-et-al.-2010.-Using-Elemental-Geochemistry-to-improve-sandstone-reservoir-characterization-Saudi-Arabia.pdf> (Дата обращения: 01.11.2014).

*McHargue T., Pyrcz M.J., Sullivan M.D., Clark J.D., Fildani A., Romans B.W., Covault J.A., Levy M., Posamentier H.W., Drinkwater N.J.* Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions // Marine and petroleum geology. – 2011. – Vol. 28. – pp. 728–743.

*Merck J.W.* Department of geology, university of Maryland. Landscapes and geology. – 2013. – <http://www.geol.umd.edu/~jmerck/nature/landscapes/images/flaserbedding.s.jpg> (Дата обращения: 30.10.2014).

*Nielsen L.H.* Late Triassic-Jurassic development of the Danish basin and the Fennoscandian border zone, southern Scandinavia // Geological survey of Denmark and Greenland bulletin. – 2003. – No. 1. – pp. 459–526.

*Odoh B.I., Onyeji J., Utom A.U.* The integrated seismic reservoir characterization (ISRC), study in Amboy field of Niger delta oil field - Nigeria // Geosciences. – 2012. – No. 2 (3). – pp. 60–65.

*Okiotor M.E., Imasuen I.O., Etobro A.A.I.* Reservoir evaluation of well A, field Y, North-Eastern Niger delta: a case of a problematic sandstone // Advances in applied science research. Pelagia research library. – 2011. – No. 2 (3). – pp. 114–126.

*Ondrej Pelech.* Cross-bedding in the triassic quartzarenites of the Lúžna formation, the Tatric unit, Western Carpathians. Traja jazdci (687 m) in the Melé Karpaty mounts northwest of city of Modra, Slovakia. – 2009. – [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Luzna\\_Fm,\\_cross\\_bedding.JPG](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Luzna_Fm,_cross_bedding.JPG) (Дата обращения: 23.07.2015).

*Plantevin Matthieu.* Characterization of the 3-D properties of the fine-grained turbidite 8 sand reservoir, Green canyon 18, Gulf of Mexico. Thesis master of science. – Texas: Texas A&M University, 2002. – 58 p.

*Pinous O.V., Levchuk M.A., Sahagian D.L.* Regional synthesis of the Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework // American association of petroleum geologists bulletin. – 2001. – Vol. 85. – No. 10. – pp. 1713–1730.

*Slatt R.M.* Stratigraphic Reservoir characterization for petroleum geologist, geophysics, and engineers. – Amsterdam: Elsevier, 2006. – 473 p.

*Stuby J.L.* Geology photos album Bedford County, Pennsylvania. – 2001. – <http://www.stubotics.com/geoalbum/geoalbum2001.html> (Дата обращения: 30.10.2014)

*Thomas C.C.Jr., Craig D. Morgan, Kevin P. McClure.* Poster Nine Mile Canyon, Raven Ridge, Price Canyon, and the Wasatch and Gunnison plateaus - outcrop analogs for the tertiary Green River formation reservoirs, Uinta basin. – 2004. – <http://files.geology.utah.gov/emp/pump/pdf/poster5.pdf> (Дата обращения: 30.07.2014)

*Weimer P., Slatt R.M.* Introduction to the petroleum geology of deepwater settings. – United States: American association of petroleum geologists studies in geology series (CD book), 2006. – 846 p.

*Wood H.S.* Seismic expression and geological significance of a lacustrine delta in neogene deposits of the Western Snake river plain, Idaho // American association of petroleum geologists bulletin. – 1994. – Vol. 78. – No. 1. – pp. 102–121.

**Prakoyo F.S., Lobova G.A.**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, felix.santo@yahoo.com, lobovaga@tpu.ru

## FORECAST OF FACIES AND PRODUCTIVITY OF JURASSIC-CRETACEOUS RESERVOIR ROCKS OF SOUTHEASTERN WESTERN SIBERIA

*The forecast of facies of clastic sediments for assessment of productivity of layers is given. The summary characteristic of sedimentary structures and reservoir properties of deposits of coastal and marine facies is presented. The models of natural polarization logging, gamma logging and electrical survey are defined for each facies. Forecasting opportunities of models were tested in the Upper Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes in the area of Severnoye and Prigranichnoe fields of the southeast of Western Siberia. Delta facies is identified for the Jurassic formations. It was found that deposits of Lower Cretaceous formations were formed under conditions of shelf and deltaic facies. There is a confirmation of the facies forecast and their reservoir properties by the test data in 70 wells. The results of forecasting may be of use for planning future field operations.*

**Keywords:** *facies, sedimentary structure, reservoir properties, model of logging, Jurassic-Cretaceous oil and gas complexes, the South-East of Western Siberia.*

### References

Amy L.A., Peachey S.A., Gardiner A.A., Talling P.J. Prediction of hydrocarbon recovery from turbidite sandstones with linked-debrite facies: Numerical flow-simulation studies. *Marine and petroleum geology*. 2009. no. 26, p. 2032–2043.

*Atlas «Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga»* [Atlas "Geology and petroleum potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug"] Editors. Akhpatelov E.A., Volkov V.A., V.N. Goncharova V.N., Eliseev V.G., Karasev V.I., Mukher A.G., Myasnikova G.P., Teplyakov E.A., Khafizov F.Z., Shpil'man A.V., Yuzhakova V.M. Ekaterinburg: «IzdatNaukaServis», 2004, 148 p.

Bartberger C.E., Dyman T.S., Condon S.M. Is there a basin-centered gas accumulation in Cotton Valley group sandstones, Gulf Coast basin, USA? *United States geological survey bulletin* 2184-D. February 2002, Version 1.0, p. 1–38.

Belozеров V.B. *Vliyanie fatsial'noy neodnorodnosti terrigennykh kollektorov na razrabotku zalezhey uglevodorodov* [Influence of facies heterogeneity of clastic reservoirs on the development of hydrocarbon deposits]. *Izvestiya TPU*, 2011, vol. 319, no. 1, p. 123–130.

Botvinkina L.N. *Sloistost' osadochnykh porod* [Layering of sedimentary rocks]. Moscow: Izdatel'stvo AN SSSR, 1962, 543 p.

Boulvain Frédéric, Dumontde Paul. *Lexique de géologie sédimentaire. Wavy bedding, de l'Ardenne-Belgium*, 2013. <http://www2.ulg.ac.be/geosed/sedim/lexique.htm> (retrieved: 30.10.2014).

Brown L.F.Jr., Cleaves II A.W., Erxleben A.W. *Pennsylvania depositional systems in North-Central Texas*. University of Texas at Austin. Bureau of economic geology guidebook 14. Texas: Bureau of economic geology, 1973, 122 p.

Chernova O.S. *Sistematika i ierarkhiya prirodnykh rezervuarov kak osnova paleosedimentologicheskogo modelirovaniya* [Systematics and the hierarchy of natural reservoirs as a basis of paleo-sedimentary modeling]. *Izvestiya TPU*, 2010, vol. 317, no. 1, p. 116–121.

Ezhova A.V. *Litologiya. 2-e izdanie* [Lithology. 2nd edition]. Tomsk: Izd-vo TPU, 2009, 336 p.

Ezhova A.V. *Primenenie sistemnogo analiza dlya raschleneniya i korrelyatsii yurskikh terrigennykh razrezov na mestorozhdeniyakh uglevodorodov Tomskoy oblasti* [The application of systems analysis for the division and correlation of the Jurassic clastic sections in hydrocarbon fields of Tomsk region]. *Izvestiya TPU*, 2007, vol. 311, no. 1, p. 59–63.

Gluyas Jon, Swarbrick Richard. Petroleum geoscience. Singapore: Blackwell, 2006, 349 p.

Gravestock D.I., Alexander E.M., Morton J.G.G., Sun Xiaowen. Reservoirs and seals. Petroleum Geology – Cooper basin, 1998, Vol. 4, p. 157–179.

Hardman R.F.P. Chalk reservoirs of the North Sea. Bulletin of the geological society of Denmark, 1982, Vol. 30, p. 119–137.

Hobley Dan. Climbing ripples in the Zanskar river valley, Ladakh, NW Indian Himalaya. – 2011.

[http://en.wikipedia.org/wiki/Ripple\\_marks#mediaviewer/File:Climbing\\_ripples.JPG](http://en.wikipedia.org/wiki/Ripple_marks#mediaviewer/File:Climbing_ripples.JPG) (retrieved: 30.10.2014).

Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. *Neftegazonosnost' nizhneyurskogo i achimovskogo rezervuarov Nyurol'skoy megavpadiny* [Oil and gas potential of Lower Jurassic and Achimov reservoirs of Nurol megatrough]. Geologiya i geofizika, 2014, vol. 55, no. 12, p. 1775–1786.

Kim B.I., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I., Yashin D.S. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie shel'fa vostochno-arkticheskikh morey Rossii i perspektivy ikh neftegazonosnosti* [Oil geological zoning of shelf Eastern Arctic seas of Russia and the prospects of their oil and gas potential]. Geologiya nefti i gaza, 2007, no. 2, p. 49–59.

Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Bakuev O.V., Naydenov L.F. *Obstanovki osadkonakopleniya produktivnykh gorizontov verkhneyurskikh i nizhnemelovykh otlozheniy vostochnogo borta Bol'shekhetskoy vpadiny Zapadno-Sibirskoy plity* [Depositional environment of productive horizons of the Lower Jurassic and Upper Cretaceous deposits from east side of Bolshekhetskaya Depression, West Siberian Plate]. Geologiya nefti i gaza, 2014, no. 6, p. 2–10.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode* [Paleogeography of West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous]. Geologiya i geofizika, 2014, vol. 55, no. 5–6, p. 745–776.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Paleogeography of West Siberian sedimentary basin in Jurassic period]. Geologiya i geofizika, 2013, vol. 54, no. 8, p. 972–1012.

Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Lapkovskiy V.V., Solov'ev M.V., Bukharev A.N. *Tektonika i neftegazonosnost' tsentral'noy chasti Aleksandrovskogo svoda* [Tectonics and petroleum potential of the central part of the Alexander arc]. Geologiya nefti i gaza, 2011, no. 5, p. 119–127.

Korost S.R., Sharafutdinov V.F. *Perspektivy poiska litologicheskikh ekranirovannykh lovushek v nizhnechokraskikh otlozheniyakh Dagestanskogo sektora Tersko-Kaspiyskogo peredovogo progiba* [Prospects of search for lithologic traps in Lower Chokrak deposits of Dagestan sector of the Terek-Caspian foredeep]. Petrofizicheskoe modelirovanie osadochnykh porod: materialy konferentsii Baltiyskogo shkola-seminara. Moscow: OOO "Tsentral'naya analiza seismicheskikh dannykh MGU imeni M.V. Lomonosova", 2013, available at: [http://petromodel.ru/fileadmin/user\\_upload/petromodel\\_site/docs/2013/Theses\\_2013/20\\_1\\_03\\_korost\\_annotation.pdf](http://petromodel.ru/fileadmin/user_upload/petromodel_site/docs/2013/Theses_2013/20_1_03_korost_annotation.pdf) (retrieved: 30.10.2014).

Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. *Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast')* [Impact of paleoclimate on the geothermal mode and implementation of oil and gas generation capacities of Bazhenov deposits of the southeast of Western Siberia (Novosibirsk region)]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2014, vol. 9, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2014)

Lupe Robert, Ahlbrandt T.S. Sandstone geometry, porosity and permeability distribution, and fluid migration in eolian system reservoirs. United States department of the interior geological survey. Open-file report 75–357. United States: United States Geological Survey, 1975, 23 p.

Lyugay D.V., Pantelev G.F., Nikolaeva L.E. *K voprosu o litologo-fatsial'nom analize yurskikh otlozheniy territorii Yuzhnogo Priaral'ya i Yugo-Vostochnogo Ustyurta v svyazi s ikh neftegazonosnost'yu* [On the question of lithological and facies analysis of Jurassic deposits in the Southern Aral Sea area and South-Eastern Ustyurt in connection with their petroleum potential]. Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, p. 193–215.

MacDonald Robin, Hardman Douglas, Sprague Ronald, Meridji Yacine, Mudjiono Witjaksono, Galford James, Rourke Marvin, Dix Michael, Kelton Michael. Using elemental geochemistry to improve sandstone reservoir characterization: A case study from the Unayzah A interval of Saudi Arabia // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Perth, 19-23 June 2010. – Perth, 2010, p. 1–16. – <http://www.chemostrat.com/wp-content/uploads/2013/09/MacDonald-et-al.-2010.-Using-Elemental-Geochemistry-to-improve-sandstone-reservoir-characterization-Saudi-Arabia.pdf> (retrieved: 01.11.2014).

Margulis L.S., Semenov V.P., Rodina T.V. *Prognoz rasprostraneniya litologicheskikh lovushek uglevodorodov v terrigennykh otlozheniyakh venda severo-zapada Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Forecast of distribution of lithologic traps of hydrocarbons in clastic Vendian northwest Nepa-Botuoba antecline]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2015, vol. 10, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/16\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/16_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/16\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/16_2015)

McHargue T., Pycrz M.J., Sullivan M.D., Clark J.D., Fildani A., Romans B.W., Covault J.A., Levy M., Posamentier H.W., Drinkwater N.J. Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. Marine and petroleum geology, 2011, Vol. 28, p. 728–743.

Merck J.W. Department of geology, university of Maryland. Landscapes and geology. – 2013. <http://www.geol.umd.edu/~jmerck/nature/landscapes/images/flaserbedding.s.jpg> (retrieved: 30.10.2014).

Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel–litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometrically geology of sand bodies and lithologic traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984., 260 p.

Nielsen L.H. Late Triassic-Jurassic development of the Danish basin and the Fennoscandian border zone, southern Scandinavia. Geological survey of Denmark and Greenland bulletin, 2003, No. 1, p. 459–526.

Odoh B.I., Onyeji J., Utom A.U. The integrated seismic reservoir characterization (ISRC), study in Amboy field of Niger delta oil field – Nigeria. Geosciences, 2012, no. 2 (3), p. 60–65.

Okiotor M.E., Imasuen I.O., Etobro A.A.I. Reservoir evaluation of well A, field Y, North-Eastern Niger delta: a case of a problematic sandstone. Advances in applied science research. Pelagia research library, 2011, no. 2 (3), p. 114–126.

Ondrej Pelech. Cross-bedding in the triassic quartzarenites of the Lúžna formation, the Tatric unit, Western Carpathians. Traja jazdci (687 m) in the Melé Karpaty mounts northwest of city of Modra, Slovakia, 2009, [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Luzna\\_Fm,\\_cross\\_bedding.JPG](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Luzna_Fm,_cross_bedding.JPG) (retrieved: 23.07.2015).

Osipova E.N., Prakoyo F.S., Isaev V.I. *Rekonstruktsii geotermicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity i otsenka raspredeleniya plotnosti resursov v shel'fovom rezervuare neokoma Nyurol'skoy megavpadiny* [Reconstruction of the geothermal history of source Bazhenov Formation and evaluation of the resources density distribution in the offshore reservoir of Neocomian Nurol megatrough]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2014, vol. 9, no 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/22\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/22\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2014)

Pinous O.V., Levchuk M.A., Sahagian D.L. Regional synthesis of the Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework. American association of petroleum geologists bulletin, 2001, Vol. 85, No. 10, p. 1713–1730.

Plantevin Matthieu. Characterization of the 3-D properties of the fine-grained turbidite 8 sand reservoir, Green canyon 18, Gulf of Mexico. Thesis master of science. Texas: Texas A&M University, 2002, 58 p.

Popov A.Yu., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A., Yan P.A. *Paleogeograficheskie rekonstruktsii dlya severo-vostochnoy chasti Shirotного Priob'ya na vremya formirovaniya neftegazonosnogo gorizonta Yu2* [Paleogeographic reconstruction for the north-eastern part of the Latitude Ob at the time of the formation of oil and gas bearing horizon J2]. *Geologiya i geofizika*, 2014 vol. 55, no. 5–6, p. 777–786.

Prakoyo F.S. *Sedimentatsionnye struktury peschanykh kollektorov i ikh vliyanie na neftegazonosnost'* [Sedimentation structures of sandstone reservoirs and their impact on the petroleum potential]. *Vestnik Irkutskogo GTU*, 2013, no. , p. 103–110.

Prakoyo F.S. *Sistematika i aktualizm sedimentatsionnykh struktur fatsiy poberezh'ya* [Systematics and actualism of sedimentary structures of coastal facies]. Proceedings of the III International scientific-practical conference with the elements of school-seminar for graduate students and young scientists. Tomsk: TGU, 2014, p. 637–641.

Pushkareva M.M., Khabarov E.M., Varaksina I.V. *Litologicheskaya kharakteristika parfenovskogo i botuobinskogo produktivnykh gorizontov v endo-Angaro-Lenskoy stupeni i Nepsko-Botuobinskoy antiklizi* [Lithological characteristics of Parfenov and Botuoba Vendian productive horizons of Angara-Lena step and Nepa-Botuoba anteklise]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 323, no. 1, p. 78–83.

Reding Kh., Kollinson Dzh.D., Allen F.A., Elliott T., Shreyber B.Sh., Dzhonson G.D., Bolduin K.T., Sellvud B.U., Dzhenkins Kh.K., Stou D.A., Eduardz M., Mitchel A.Kh.G. *Obstanovki osadkonakopleniya i fatsii. V 2-kh t. T. 1* [Depositional environment and facies. In 2 vol. Vol. 1]. Editor. Kh. Reding. Moscow: Mir, 1990, 352 sp.

Reznikov A.N., Nazarenko V.S., Narimanyants S.V., Yaroshenko A.A. *Veroyatnostno-staticheskoe modelirovanie preobrazovaniy terrigennykh kollektorov v zone katageneza* [Probabilistic-static modeling of transformations of clastic reservoirs in the katagenesis area]. *Geologiya nefti i gaza*, 2001, no. 1, p. 33–41.

Selli R.Ch. *Drevnie obstanovki osadkonakopleniya* [The ancient depositional environment]. Moscow: Nedra, 1989, 287 p.

Sheriff R., Geldart L. *Seysmorazvedka: V 2-kh t. T. 2.* [Seismic survey: In 2 vol. Vol. 2]. Moscow: Mir, 1987, 400 p.

Slatt R.M. Stratigraphic Reservoir characterization for petroleum geologist, geophysics, and engineers. Amsterdam: Elsevier, 2006, 473 p.

Stuby J.L. Geology photos album Bedford County, Pennsylvania, 2001, <http://www.stubotics.com/geoalbum/geoalbum2001.html> (retrieved: 30.10.2014)

Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F. *Formatsiya kory vyvetrivaniya v osadochnom tsikle Zapadno-Sibirskogo Basseyna* [The formation of the weathering crust in the sedimentary series of the West Siberian Basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 1999, no. 11–12, p. 22–30.

Thomas C.C.Jr., Craig D. Morgan, Kevin P. McClure. Poster Nine Mile Canyon, Raven Ridge, Price Canyon, and the Wasatch and Gunnison plateaus - outcrop analogs for the tertiary Green River formation reservoirs, Uinta basin. 2004. <http://files.geology.utah.gov/emp/pump/pdf/poster5.pdf> (retrieved: 30.07.2014)

Vazhenina O.A. *Osobennosti osadkonakopleniya i litologicheskie tipy porod Bazhenovskoy svity na territorii Shirotного Priob'ya (Zapadnaya Sibir')* [Features of sedimentation and lithological types of rocks of Bazhenov Formation in Latitude Priob (Western Siberia)]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, no. 335, p. 161–164.

Weimer P., Slatt R.M. Introduction to the petroleum geology of deepwater settings. – United States: American association of petroleum geologists studies in geology series (CD book), 2006, 846 p.

Wood H.S. Seismic expression and geological significance of a lacustrine delta in neogene deposits of the Western Snake river plain, Idaho. American association of petroleum geologists bulletin, 1994, Vol. 78, No. 1, p. 102–121.

Zhuravlev A.V. *Sedimentatsionnaya model' oblasti sochleneniya Eletskey i Lemvinskoy formatsionnykh zon pripolyarnogo Urala v pogranichnom devonsko-kamennougol'nom intervale* [Sedimentation model of the junction area of Yelets and Lemvinsk formational zones of Polar Urals in the Devonian-Carboniferous boundary interval]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, vol. 7, no. 4, p. 1–25, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2/59\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/59_2012.pdf)

© Пракойо Ф.С., Лобова Г.А., 2015