



УДК (552.1:551.763.1):553.98(571.1)

О НЕКОТОРЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ АВ₁₋₅ В НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В. П. Алексеев, Э. О. Амон, Р. А. Валеев, С. А. Лац, О. С. Чернова, Е. А. Щергина

Интенсивное совершенствование процессов нефтегазодобычи обуславливает вовлечение в них месторождений с трудноизвлекаемыми ресурсами УВ. Они часто слагаются породами специфического облика – «рябчиком». Помимо традиционного залегания в нижней части алымской свиты Самотлорского месторождения, эти породы распространены как по латерали (коллектор А₁ Широного Приобья), так и по разрезу (коллектор ВК₁ Краснотеннинской НГО). Описан их фациальный состав, дана характеристика строения толщи и предложена модель формирования. Сделано предположение, что механизм формирования подобных горизонтов определяет их как финально-седиментологические этапы в развитии Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, неосложненный неокомский подкомплекс, «рябчик», литолого-фациальный анализ, нефтегазоносность.*

ON SOME FORMATION REGULARITIES OF FINAL-SEDIMENTOLOGICAL STAGES IN LOWER CRETACEOUS DEPOSITS (RYABCHIK) OF WESTERN SIBERIA

V. P. Alekseev, E. O. Amon, R. A. Valeev, S. A. Lats, O. S. Chernova, E. A. Schergina

Intensive oil-and-gas production process improvement determines involvement of hydrocarbon fields difficult to recover into this activity. Such accumulations are often composed of rocks with specific appearance named ryabchik [hazel grouse]. Besides traditional bedding in the lower Alymskaya Formation of the Samotlorskoye field, these rocks spread both laterally (A₁ reservoir of the Shirotnoye Priobye [Latitudinal Ob]) and through the section (VK₁ reservoir of the Krasnoleninsk petroleum region). The article describes their [rocks] facial composition (material constitution, facial features, reservoir properties), the characteristic of stratum structure is given and formation model is proposed. The formation mechanism for ryabchik horizons is determined. This mechanism defines them as final or final-sedimentological stages in the development of the West Siberian sedimentary basin. The widespread development of such equifinal processes that inherent also to VK₁ and Yu₂⁰ reservoirs is suggested.

Keywords: *Western Siberia, uncomplicated Neocomian subcomplex, ryabchik [hazel grouse], lithological-facial analysis, petroleum potential.*

Освоение углеводородных (УВ) ресурсов Западной Сибири в последнее десятилетие сопровождается устойчивым повышением внимания к проблемам нефтегазовой *литологии*. Это особенно заметно в сравнении со знаменитым периодом 1960–1980-х гг., когда месторождения открывались преимущественно «на кончике долота», ориентированного по сейсмическим построениям. При исчерпании «легких» ресурсов УВ ситуация постепенно изменилась, что особенно остро стало ощущаться в новом столетии. Неизбежность освоения более глубоко залегающих, а также трудноизвлекаемых запасов заставляет по-иному взглянуть на основные проблемы, которые призвана рассматривать и решать именно нефтегазовая *литология*. Не ставя целью охватить весь перечень вопросов, стоящих перед этой специфической отраслью геологического знания, сосредоточимся только на одном, который определен самим названием статьи. Он прежде всего касается той верхне-неокомской части разреза, которая давно и интенсивно осваивается нефтегазовой отраслью в своей «легкодобываемой» части (коллекторы А₂₋₅ и др.). Самые верхние коллекторы из данной группы (А₁), широко

известные под названием «рябчик», долгое время в основном оставались вне внимания разработчиков в связи с малой эффективностью показателей извлечения УВ. Появление и активное освоение новых технологий определяет экономическую эффективность разработки этих трудноизвлекаемых запасов. Естественно, это требует и постоянного осмысления литологической информации имеющейся информации с целью создания надежной базы для решения обширного комплекса задач разного характера и детальности.

Общее геологическое строение объекта

С неокомским нефтегазоносным комплексом (НК) связано более половины суммарных ресурсов УВ сырья ХМАО-Югры – основного поставщика нефти, добываемой в России. Неокомский комплекс, в целом являющийся достаточно выдержанным, разделяется на два подкомплекса – верхний неосложненный и нижний осложненный (рис. 1). Неосложненный подкомплекс выделяется непосредственно под алымской покрывкой [10]. Минимальная его толщина (около 100 м) наблюдается в субмеридиональной полосе в центральной

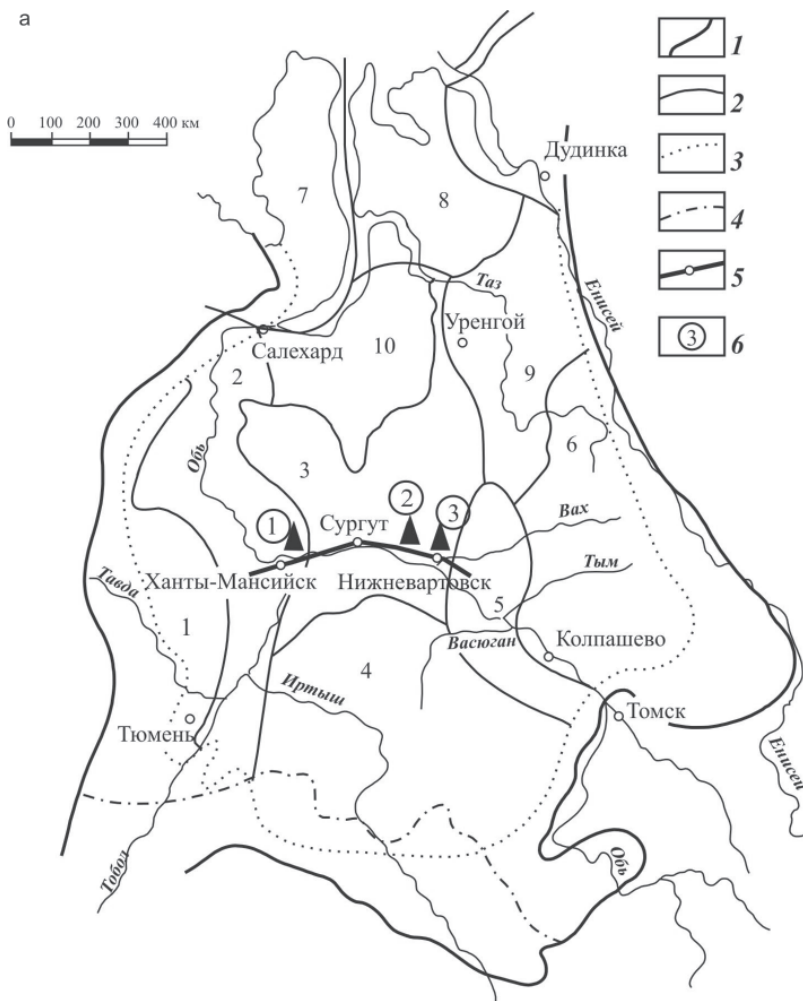
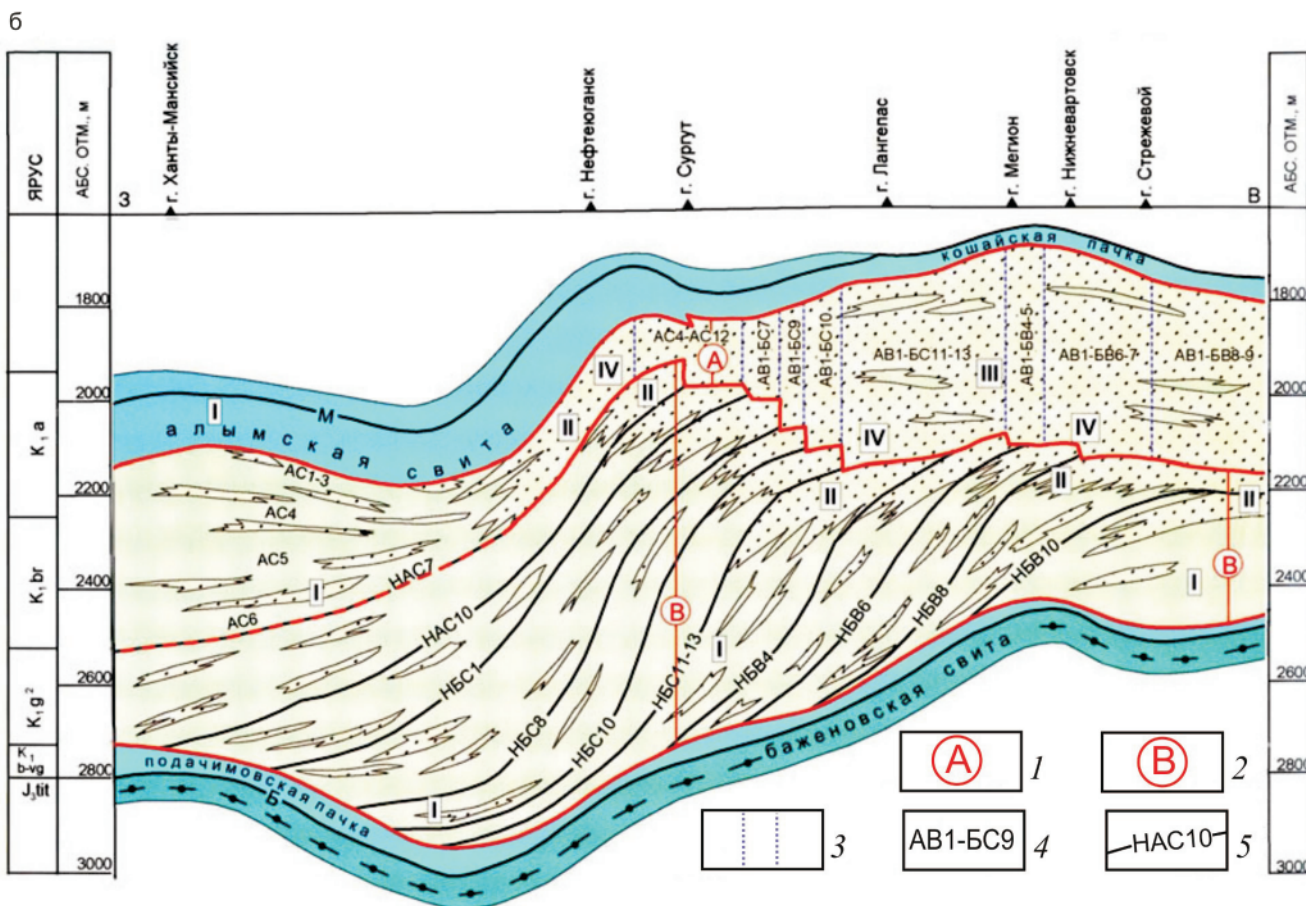


Рис. 1. Геологическая характеристика объекта исследований

а – нефтегазоносные области Западно-Сибирского бассейна (1 – Приуральская, 2 – Фроловская, 3 – Среднеобская. 4 – Каймысовская, 5 – Васюганская, 6 – Пайдунгинская, 7 – Ямальская, 8 – Гыданская, 9 – Пур-Тазовская, 10 – Надым-Пурская). 1–4 – границы: 1 – бассейна в целом, 2 – нефтегазоносных областей, 3 – продуктивных отложений, 4 – РФ; 5 – положение профиля, приведенного на рис. 1, б; 6 – месторождения (цифры в кружках: 1 – Каменное, 2 – Кечимовское, 3 – Самотлорское); б – схематический геологический разрез неомского нефтегазоносного комплекса [2]: 1 – покровный (неосложненный) неомский подкомплекс; 2 – клиноформный (осложненный) неомский подкомплекс; 3 – зоны с разным стратиграфическим объемом подкомплексов; 4 – индексы продуктивных пластов в разрезе; 5 – отражающие сейсмические горизонты





части Широкого Приобья, в восточном и западном направлениях она увеличивается до 500–550 м. С этим подкомплексом связано 15 % УВ ресурсов ХМАО-Югры. Их основная концентрация приурочена к Вартовскому району. Всего на 01.01.2004 выделено 406 нефтегазовых залежей, в том числе и уникальная по запасам залежь в пластах АВ₁₋₃ Самотлорского месторождения площадью 1 тыс. км² [2].

Продуктивные объекты неосложненного неокомского подкомплекса одни из первых были вовлечены в промышленную эксплуатацию в начальный период освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. К их числу относятся пласты с индексацией АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения; АВ₃ и отчасти АВ₂ ряда других месторождений Широкого Приобья. Постепенно к началу 2000-х гг. традиционными методами нефтедобычи были во многом освоены ресурсы не только этих пластов, но и коллектора АВ₁³, который уже тяготеет к нижней части алымской свиты. В целом он характеризуется худшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), но по структуре и условиям формирования близок к пластам, залегающим ниже по разрезу толщи.

Таким образом, в течение полувека эксплуатации неосложненного неокомского подкомплекса по мере истощения более «легких» ресурсов осуществлялось неуклонное продвижение снизу вверх по геологическому разрезу. В новом столетии настала очередь наиболее трудноизвлекаемых запасов самого верхнего пласта АВ₁¹⁻², залегающего собственно в нижней подсвите алымской свиты [10]. Соответственно, эта задача и пути ее решения являются объектом большого количества исследований разного рода и характера и освещены в мно-

гочисленных работах, лишь малая часть которых приведена в списке литературы.

Суть проблемы рассмотрена в ряде работ [8, 12 и мн. др.] и в сжатом виде заключается в следующем. Особенностью пласта АВ₁¹⁻² является его специфический литологический состав. Это так называемый рябчиковый тип коллектора, представленный тонкослоистым беспорядочным линзовидно-волнистым пестроцветным переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевропелитов, с крайне неравномерным распределением глинистого цемента в песчано-алевролитовых прослоях. Для «рябчикового» типа характерны высокие значения пористости при низких значениях проницаемости. Это сильно затрудняет разработку крайне неоднородного нефтеносного пласта, и прежде всего построение адекватной геологической и гидродинамической модели коллектора с изначально невыдержанной структурой порового пространства.

Литолого-фациальный состав отложений (общие представления)

В нефтегазовой геологии традиционно большое внимание уделяется фациальной характеристике пород. Однако такие исследования отличаются существенной спецификой, что определяется малым количеством керна (по сравнению с общим обилием скважинного материала). Это приводит к широкому использованию результатов как сейсмических работ, так и геофизических исследований скважин (ГИС), что в целях фациальной диагностики не всегда выглядит достоверным. Не обходя их вниманием, в большей степени сосредоточим все же на традиционных исследованиях фациального состава отложений, базирующихся на изучении керна.

Группа	Под-группа	Макрофация		Фац и я		Обозначения			
		название	индекс	название	индекс				
Переходная	Отложений заливно-лагунного побережья		БЗ	Глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей побережья заливов и лагун	БЗП				
				Песчано-алевритовых осадков прибрежных частей заливов	БЗА				
				Алеврито-глинистых и карбонатных осадков центральных частей заливов и лагун	БЗГ				
	Отложений подводной части дельты		БД	Гравийно-песчаных (пуддинговых) осадков оснований конусов выноса рек	БДП				
				Гравийно-песчаных осадков центральных частей конусов выноса рек	БДЦ				
				Песчаных осадков конусов выноса рек	БДД				
				Алеврито-песчаных осадков передовой части дельты	БДА				
Бассейновая	Мелководно-бассейновая		БП	Глинисто-алевритовых осадков приморских озер	БПО				
				Алеврито-глинистых и карбонатных осадков малоподвижного мелководья	БПП				
				Глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (ватты)	БПВ				
				Алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи)	БПК				
				Песчано-алевритовых осадков малоподвижного мелководья	БПА				
	Отложений открытого подвижного бассейнового мелководья		БМ	Переслаивание глинисто-алеврито-песчаных осадков подвижного прибрегового мелководья (малые аккумулятивные формы)	БММ				
				Песчаных осадков сильноподвижного мелководья (аккумулятивные формы: бары, косы, пересыпи)	БМБ				
				Алеврито-песчаных осадков подвижного мелководья	БМП				
				Отложений наиболее удаленной от побережья части бассейна		БУ	Песчано-алевритовых осадков открытой части бассейна	БУТ	
							Алеврито-глинистых осадков открытой части бассейна	БУГ	
				Глинисто-карбонатных осадков открытой части бассейна	БУК				

Рис. 2. Фациальное расчленение юрских отложений Северной Евразии [1]



Литотип осадочных пород	Литотипы пород по Романову Е.А.	Параметр $\alpha_{св}$ (по Е.А. Романову)	Глинистость, %	Эфф. толщина, м	Коеф-т проницаемости, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Коеф-т нефтенасыщенности, %	Субфация	Электрометрическая модель	Название субфации	Тип пород-коллекторов
глины	глина	< 0.25	>80	0	0	0	МФЛ, МФЗЛ		Морская, лагуно-морская, заливов и лагун	Неколлектор
«рябчиковые» породы	глинистый «рябчик»	0.25 - 0.35	55-80	< 1	4.0	49.0	МФМШ (гр)		Морская, мелководного шельфа	Заглинизированный коллектор с тонкослоистой текстурой (ТСТ)
	собственно «рябчик»	0.35 - 0.50	30-55	> 1	4.5	52.0	МФМШ (ср)			Коллектор с тонкослоистой текстурой (ТСТ)
	опесчаненный «рябчик»	0.50 - 0.65	5-30	< 2	14.3	54.0	МФМШ (ор)		Морская, баров	Коллектор с массивной текстурой (МТ)
		> 2		17.1	57.0	МФБ (ор)				
«песчаные» породы	глинистый песчаник	0.65 - 0.80	<5	> 3	101.0	61.0	МФБ (гп)		Переходная, авандельты	Коллектор с макромассивной текстурой (ММТ)
	песчаник	> 0.8		> 4	583.0	74.0	МФА			

Рис. 3. Фациальное расчленение интервала АВ₁₋₂ на Самотлорском месторождении [8]

В своих работах мы последовательно используем ставшую уже «классической» методику фациально-циклического анализа Ю. А. Жемчужникова и др., на первом своем этапе часто называемой литолого-фациальным анализом (ЛФА) [1, 11, 13 и др.]. Ограничимся приведением фациального расчленения, изначально сделанного для юрских отложений Северной Евразии [1] и показавшего полную применимость для нижнемеловых отложений Западной Сибири [11] (рис. 2).

Важнейшим этапом выполняемых построений и (или) заключений является их **проверка**. В рамках фациально-циклического анализа (ФЦА) она проводится при выделении циклов на сводных литологических колонках. Однако при ограниченном количестве керн такую проверку выполнить затруднительно. Поэтому обратимся для верификации наших построений к работам других исследователей, изучавших данный горизонт.

На рис. 3 приведено фациальное расчленение интервала АВ₁₋₂ для Самотлорского месторождения [8]. В других публикациях преимущественно этих же авторов к фациям, перечисленным на рис. 3, добавлен еще ряд переходных субфаций:

- ПФДР – дельтовых рукавов;
- ПФДПР – дельтовых рукавов и протоков;
- ПФПВ – приустьевых валов;
- ПФДМР – дельтовых межрусловых пространств.

Приведенные на рис. 2, 3 сведения иллюстрируют их высокую сходимость. Так, субфация баров Л. С. Бриллианта и др. (МФБ) аналогична выделяемой нами фации тех же баров (БМБ). Субфация морского мелководного шельфа МФМШ (см. рис. 3) соответствует фации малоподвижного мелководья БГА (см. рис. 2). Дельтовые субфации

МФА (см. рис. 3) аналогичны фациям БДД и БДА (см. рис. 2). Некоторые различия в идентификации тонкозернистых алевропелитовых осадков легко объясняются как малым объемом исходного материала (керн), так и традиционно меньшим вниманием, которое уделяется в литологии нефтегазосных отложений породам-«неколлекторам».

Породы типа «рябчик»

Рябь, по В. И. Далю, – «кrapчатая или мелкая пестрина, либо шероховатость, дающая оттенок цвета». Отсюда и птица рябчик, по которой, вполне возможно, и были названы породы специфического рябого облика. Подтверждение «бытового» происхождения термина можно найти в работе [4]. Для тиллитоподобных отложений Омолонского массива в ней указано следующее: «Светлые, разрушенные и измененные обломки вулканогенных пород, разбросанные в темном матриксе, придают породам рябой облик, что и послужило их именованию в полевом геологическом сленге рябчиками» [4]. Последним примером иллюстрируется то, что самотлорские «рябчики» в геологии не одиноки – просто они наиболее известны в силу своей изученности и практической значимости.

Классический пример самотлорских «рябчиков» (рис. 4), по нашему мнению, характеризует рябь вихревых потоков, когда энергия ветра передается от атмосферы к толще воды и в ней возникают вихревые токи в результате экмановского эффекта. Кориолисова закручивающая сила, накладываясь на эти движения, создает вихри в толще воды в виде воронок, в неглубоких бассейнах достигающих дна (экмановские эффекты ощущаются до 100 м). Именно этот вихрь взмучивает донный осадок на мелководье, перенося его с места

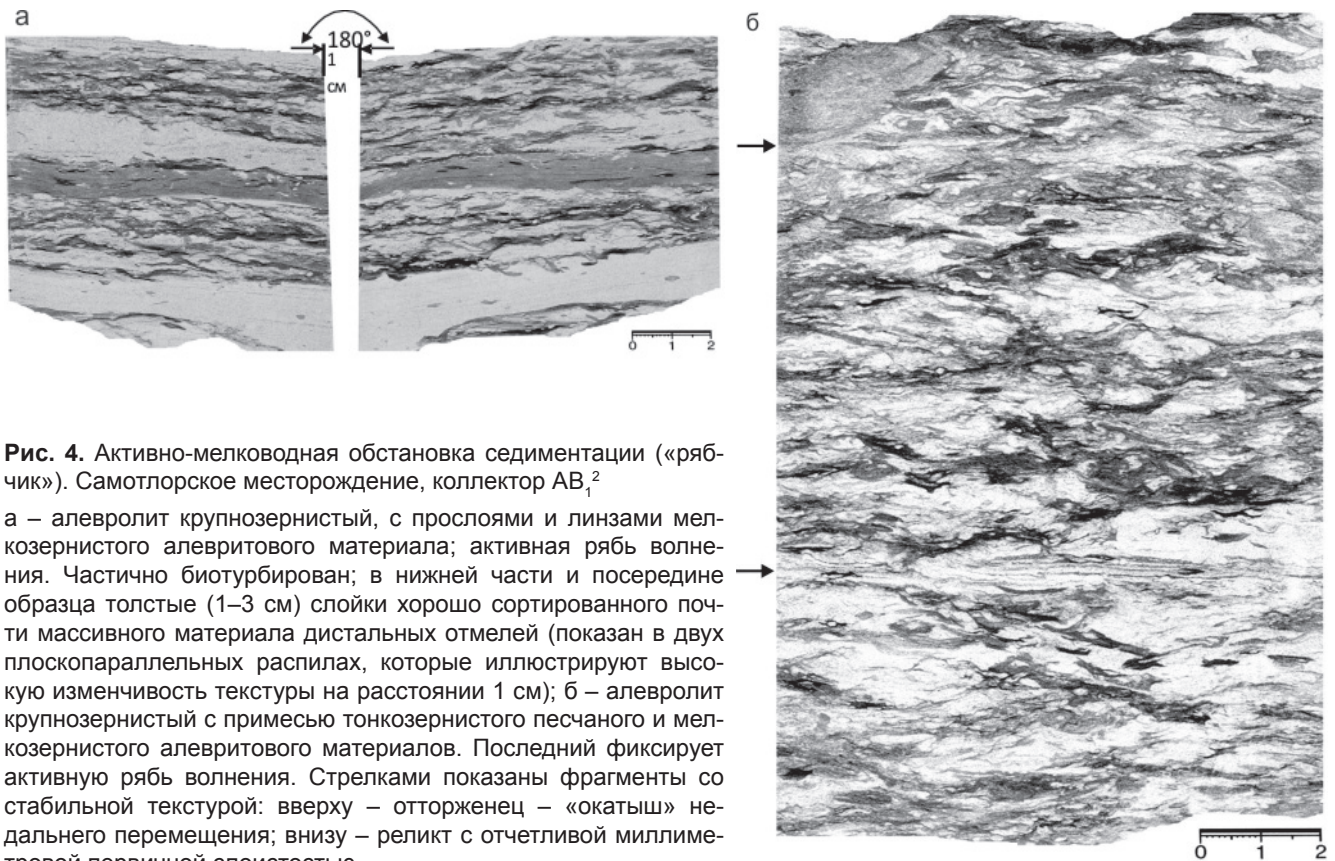


Рис. 4. Активно-мелководная обстановка седиментации («рябчик»). Самотлорское месторождение, коллектор АВ₁²

а – алевролит крупнозернистый, с прослоями и линзами мелкозернистого алевритового материала; активная рябь волнения. Частично биотурбирован; в нижней части и посередине образца толстые (1–3 см) слойки хорошо сортированного почти массового материала дистальных отмелей (показан в двух плоскопараллельных распилах, которые иллюстрируют высокую изменчивость текстуры на расстоянии 1 см); б – алевролит крупнозернистый с примесью тонкозернистого песчаного и мелкозернистого алевритового материалов. Последний фиксирует активную рябь волнения. Стрелками показаны фрагменты со стабильной текстурой: вверху – отторженец – «окатыш» недавнего перемещения; внизу – реликт с отчетливой миллиметровой первичной слоистостью

на место. Результат данного процесса реализуется в обстановке, которую можно определить как вихревые течения (англ. *vortex flow*).

Данные породы отнесены нами к фации БПВ – глинисто-алееритовых осадков приливно-отливной зоны, или ваттов (см. рис. 2). В классификации Л. С. Бриллианта и др. это отложения субфаций морского мелководного шельфа (МФМШ) или морских баров (МБФ) (см. рис. 3). Такая интерпретация сходна с широко используемым ныне подходом к реконструкции генезиса подобных отложений как темпеститов (результатов штормовой переработки). Однако следует непременно иметь в виду упомянутое обстоятельство: речь идет не об однократном штормовом явлении, перерабатывающем накопившийся придонный материал, а о частом вихревом его перемешивании.

Помимо описанных текстурных признаков в «рябчиках» часто встречается интенсивная переработанность отложений следами жизнедеятельности организмов. Г. Д. Исаевым и др. для таких пород даже предложен достаточно емкий и образный термин – **биотурбилиты** [5]. Среди ихнофоссилий, наиболее активно участвовавших в переработке осадков, наиболее широко представлены *Scolites* и *Planolites*; встречаются *Cruziana*, *Chondrites*.

Современные аналоги рассматриваемых условий седиментации наиболее тщательно изучены на побережье Северного моря, где они и получили часто используемое название ваттов. Особенно детально это изложено в многочислен-

ных работах Г.-Э. Рейнека, систематизированных в широко известном издании [9]. На рис. 5 показано распространение приливно-отливной полосы, а на врезке к нему – распределение различных осадков в одном из заливов. Отметим полное тождество изображенной центральной части приливно-отливной полосы Северного моря изучаемым отложениям пласта АВ₁¹⁻². Еще более явственно это следует из сведений по текстурам пород, также приведенным в сводке [9]. Так, в районе Нордегрюнде, показанном на врезке, преобладают знаки ряби, присущие косам и пересыпям (фация БПК, см. рис. 2), а в северо-восточной части всей территории – слоистость переслаивания, присущая собственно ваттам (фация БПВ). На всей площади широко развиты сильно биотурбированные горизонты («рябчики» в узком смысле, или биотурбилиты).

Отметим один немаловажный аспект. В этой же работе [9] отмечена высокая скорость седиментационных процессов. Рассматривая отмели в районе Утер-Яде (район Нордегрюнде на рис. 5), авторы указали, что песчаные тела (бары) имеют тенденцию к миграции. Размываясь с юго-запада и наращиваясь на северо-восток, они перемещаются со средней скоростью около 115 м в год (!). Скорость же накопления шельфовых илов на траверсе эстуария р. Эльба (~54° с.ш.; 10° в.д.) составляет от 20 до 50 см за 100 лет, т. е. 2–5 мм/год = 1 м/тыс. лет. Таким образом, можно очередной раз предположить, что крупные тела формировались почти мгновенно (!). Львиная же доля геоло-



Рис. 5. Карта, демонстрирующая приливно-отливные полосы вдоль побережья Нидерландов, ФРГ и Дании [10]. Приливно-отливные полосы распространяются на расстояние около 450 км при средней их ширине от 7 до 10 км. На врезке: распространение осадков в приливно-отливной зоне Нордегрюнде (залив Яде). Илистые осадки отмечаются на участках, расположенных около уровня высокой воды, пески – около уровня низкой воды

1 – мелкозернистые пески; 2 – илистые пески; 3 – илы

гического времени скрыта в перерывах различной длительности (диастемах, гиатусах).

Строение интервала коллекторов пакета AB_{1-2}

Важной задачей исследований является установление закономерностей в развитии пластов AB_{1-2} в целом. При этом задача как бы разделяется на две части: с одной стороны, это оценка достаточно типичных коллекторов неосложненной части неокома (собственно AB_2 и отчасти AB_1^3), а с другой – AB_1^{1-2} , известного как «рябчик» и относимого к нижней части алымской свиты.

Рассматриваемая часть разреза наиболее изучена на Самотлорском месторождении. В настоящее время ее строение представляется таким, как показано на рис. 6. Средняя толщина пачки «а» по данным Л. С. Бриллианта и др. [8], составляет 4,9 м; пачки «б» – 7,6 м; разделяющего их прослоя – 4,0 м. Средняя пористость отложений пачки «а» 22,8 %, проницаемость – 0,012 мкм²; пачки «б» 23,3 % и 0,018 мкм² соответственно. На рис. 6 также приведено строение данной части разреза на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – За-

падная Сибирь». Как видно, общая толщина отложений заметно увеличивается при сокращении эффективных нефтенасыщенных толщин и ухудшении свойств коллекторов. Появляется возможность расчленения коллектора AB_1^2 на две самостоятельные пачки «а» и «б».

В целом же можно заключить, что «устоявшегося» и общепринятого мнения о строении изучаемого горизонта нет в связи с его существенной невыдержанностью. Это объясняется тем, что *изначальная, генетическая изменчивость отложений намного выше, чем можно изучить с помощью дискретной сети наблюдений.*

Авторы настоящей статьи изучали интервал коллекторов AB_{1-2} на ряде месторождений, входящих в область интересов ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», особенно детально – на Кечимовском месторождении. Результаты исследований опубликованы в статье [13], причем построения, первоначально выполненные по фрагментарно представленному ядру пяти скважин, впоследствии верифицированы достаточно представительным материалом: ядром, отобранным в скв. 7394, что

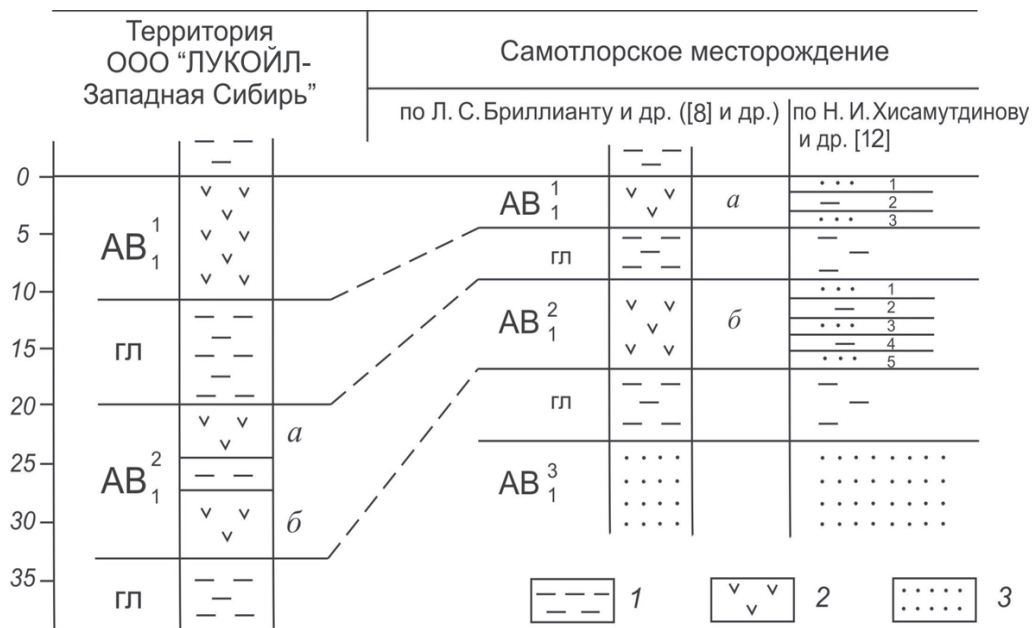


Рис. 6. Строение пласта AV_{1-2} («рябчик») неокомского неосложненного подкомплекса
1 – алевроаргиллиты, 2 – «рябчик» (обобщенно), 3 – тонкозернистые песчаники, алевролиты

иллюстрирует ее колонка (рис. 7). Как видно, толщина коллекторов AV_{1+2} составляет около 15 м, что весьма близко к показателям, характеризующим самотлорский «рябчик». Сами породы не характеризуются столь четкой специфической спутанно-волокнистой текстурой, которая отображена на рис. 4. Однако образец 2 на колонке скв. 7394 (см. рис. 7) уверенно относится к фации ваттов (БПВ; см. рис. 2). Взвихренная текстура характерна и для верхней части обр. 3 и 4 (см. рис. 7). Что же касается коллектора AV_1^3 , то он формировался в условиях смены (снизу вверх) подводно-дельтовых осадков (обр. 7, 8) на баровые (обр. 6) и активного прибрежного мелководья (обр. 5). От нижезалегающего коллектора AV_2 его отделяет хорошо выраженная глинистая «перемычка» лагунно-заливового генезиса. Отдельно отметим принципиальное сходство фациального состава коллекторов AV_1^3 , AV_2 и AV_3 , существенно отличающихся от пород «рябчика» коллекторов AV_{1+2} .

Обстановки осадконакопления и общие представления об условиях формирования отложений

Следует отметить общую принципиальную схожесть конфигурации основных палеоландшафтных зон в барремское и раннеаптское время на территории Западной Сибири [3]. Но при этом в раннем апте границы морского приемного водоема существенно расширились, а его относительно глубоководная область заметно переместилась в восточном направлении. Можно также указать на широкое развитие дельтовых фаций в регионе [2]. К примеру, по данным геофизических исследований скважин (ГИС) пласта AV_1^3 северной части Самотлорского месторождения проведена расшифровка

генетической природы отложений, что позволило на ранней стадии моделирования (при наличии 25 %-ного фонда скважин) выделить области распространения шнурковых песчаных тел (устьевых баров), тонкого чередования песчаников и глин, зон глинизации, разделяющих баровые тела, устья русловых каналов отступающей дельты [7].

Ранее, базируясь как на данных ГИС, так и на изучении керна ряда скважин Кечимовского месторождения, мы пришли к выводу о том, что интервал коллекторов AV_1^3 – AV_2 «...полностью согласуется с ассоциацией фаций *дельтовой равнины*, включающей обстановки подводно-дельтовых конусов выноса, волновых побережий, внутридельтовых заливов и озер» [13]. Данная обстановка в целом занимает промежуточное положение между флювиальным и волновым типами дельтовых обстановок, несколько приближаясь к последнему. Укажем также, что ориентация только на данные ГИС обычно приводит к смещению акцента фациальной интерпретации на осадконакопление: «...в аллювиальной обстановке, главными составляющими которой являются русловые и пойменные образования, а также находящиеся между ними зоны осадков прирусловых валов и протоков, представляющих собой пути для прохождения паводковых вод» [14].

Современным аналогом для условий формирования горизонта коллекторов AV_{1-2} , на наш взгляд, может являться сводная характеристика кайнозойских осадков дельты р. Нигер [15]. В ее строении, показанном на рис. 8, обнаруживается удивительная схожесть с общей картиной формирования неокомского комплекса Западной Сибири (см. рис. 1). Прежде всего это пульсационно-проградационный режим полнокомпенсированного заполнения седиментационных ванн с формирова-

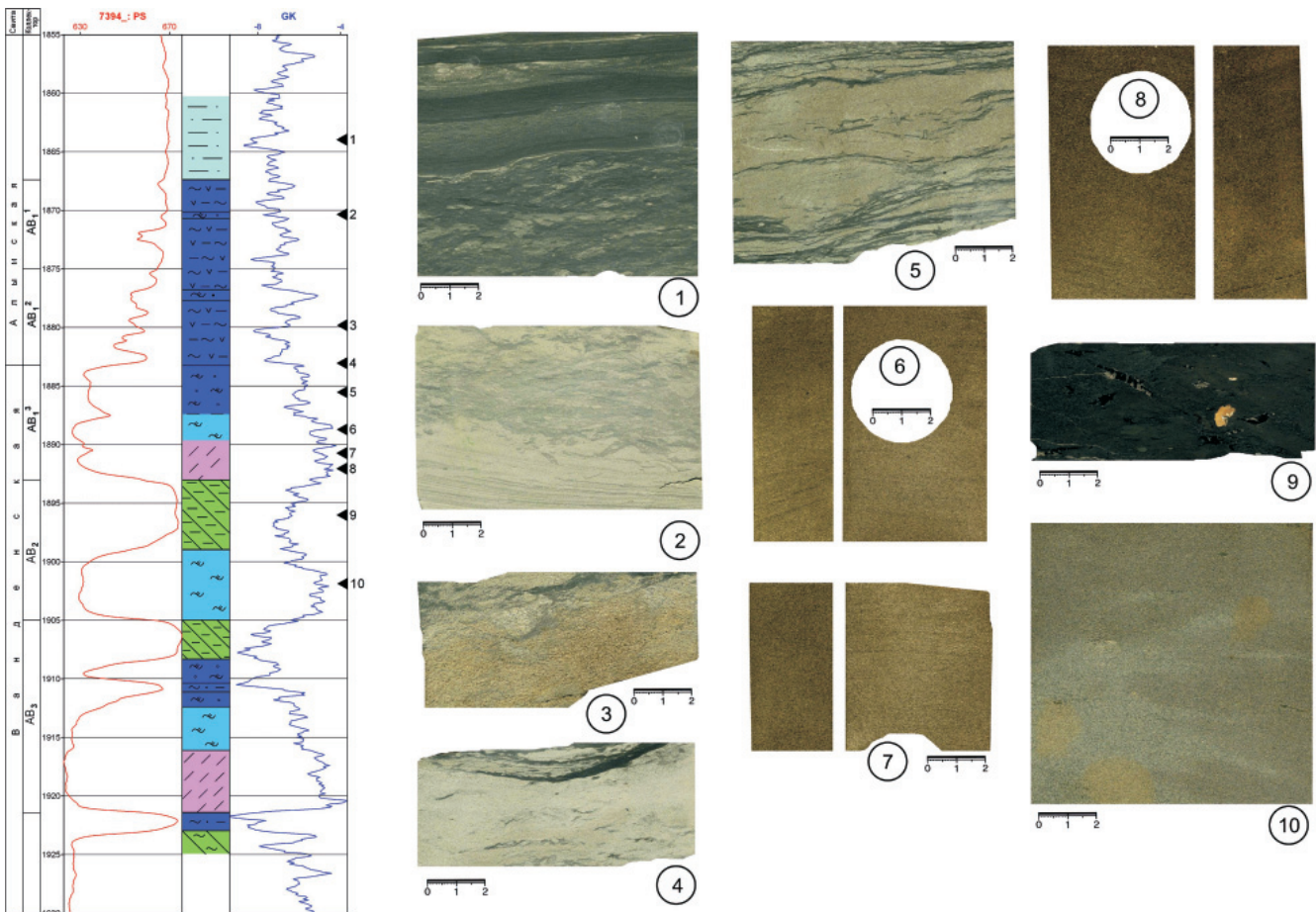


Рис. 7. Фрагмент колонки по скв. 7394 Кечимовского месторождения (Широтное Приобье, местоположение см. на рис. 1, обозначения фаций см. на рис. 2). Места отбора образцов (цифры в кружках) показаны на колонке. Образцы 6, 7, 8 показаны во взаимоперпендикулярных сечениях

нием приливо-отливного побережья в «тыловой» части дельты по мере ее проградации. Именно такая обстановка характерна для коллекторов AB_{1+2} и описана выше. Рассматриваемый нами горизонт AB_1 соответствует приливо-отливной береговой зоне, с под- и надводными (относительно приемного водоема) каналами и протоками и широким развитием межрусловых пространств.

В ряде работ нами определено, что условия формирования отложений, предшествовавших накоплению региональных алевро-глинистых свит (алымской и ханты-мансийской), нижние части которых соответствуют отражающим сейсмическим горизонтам M и M_1 , были практически одинаковыми [6, 11]. К такому заключению приводит почти полная тождественность продуктивных горизонтов A_{1-3} и BK_{1-3} , на что, в принципе, обращали внимание многие исследователи. Однако, именно детальный фациальный анализ данных горизонтов позволил нам конкретизировать эти представления. Например, сравнение сведений по Кечимовскому месторождению для пластов AB_{1-3} (см. рис. 7) и детальной характеристикой коллекторов BK_1 Каменного месторождения привел к следующим результатам [11]:

- Строение коллектора AB_1 как на Кечимовском, так и на других месторождениях Широтного Приобья, включая Самотлорское, почти идентично

строению коллектора BK_1 Каменного месторождения Приуральской НГО. То же относится и к коллекторам AB_{2-3} , схожим с коллекторами BK_{2-3} .

- Данная схожесть базируется на тождественности значений соответствующих толщин, идентичности фациального состава и близости условий седиментации, что может быть выражено в одинаковости моделей седиментогенеза.

- Общие условия формирования отложений выражены в смене отложений, формировавшихся в условиях сочетания подводно-дельтовых проток и баровых отмелей, на приливо-отливное мелководье. Данная смена реализуется для месторождений Широтного Приобья преимущественно в вертикальной (стратиграфической), а для Каменного месторождения – и в латеральной последовательности.

Отметим, что процесс, в итоге приведший к указанной тождественности результатов, принципиально соответствует нечасто используемому понятию, которое предложил основоположник системного анализа Людвиг фон Берталанфи. В 1930-х гг. он выдвинул теорию открытых биологических систем, обладающих свойством эквифинальности (лат. *aequus* – равный), т.е. способностью достигать конечного состояния независимо от нарушений начальных условий системы. Со-

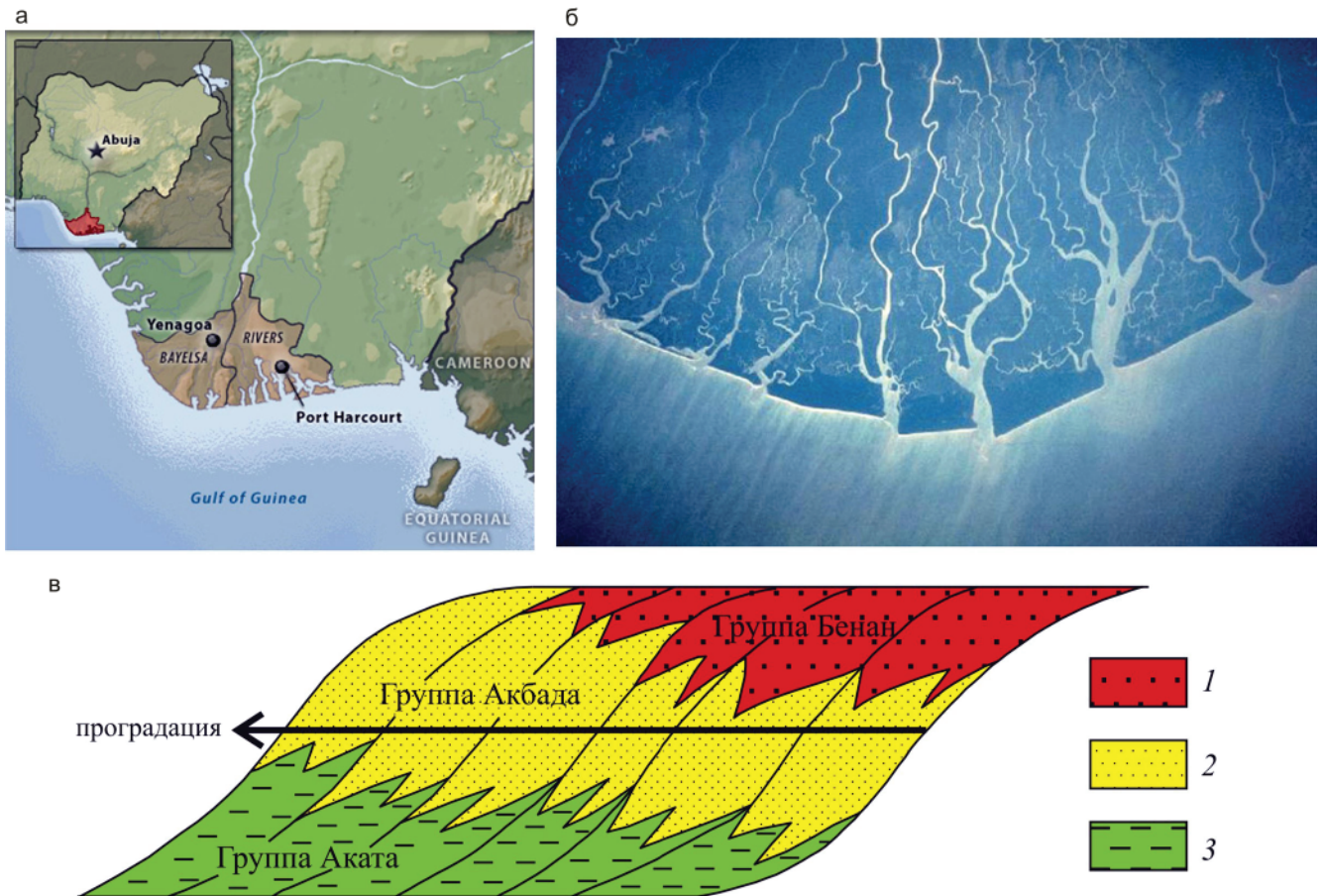


Рис. 8. Дельта р. Нигер: а – общее положение; б – снимок из космоса; в – схема проградации дельты р. Нигер в позднем кайнозое [15]

1 – континентальные отложения русловых, пойменно-болотных и лагунных осадков (continental delta-top); 2 – пески пляжей, предфронтальной зоны и устьевых баров (shallow-marine delta-front); 3 – морские глины (deep-marine pro-delta)

временное толкование данного понятия предполагает под эквифинальностью (англ. *equifinality of control system*) **динамическое свойство системы, осуществляющей движение (переход) различными путями из различных состояний в одно и то же финальное состояние.**

Выводы

Мы охарактеризовали механизм формирования пластов-коллекторов АВ₁₋₂, но, по сути, за рамками статьи остались *причины*, вызвавшие его реализацию. Будучи *внешними* по отношению к системе, они обусловлены процессами тектонического плана и априорно вызывают неоднозначность толкования. Поэтому мы не станем на них останавливаться, полагая, что и изложенных модельных представлений вполне достаточно для отдельных выводов.

Главным из них является предопределенность формирования некоторых специфических условий седиментогенеза в Западно-Сибирском бассейне, названных нами финально-седиментологическими этапами [6, 11]. Их реализация обусловлена перманентным проявлением эквифинальности – сходимости конечных состояний независимо от пре-

дыдущих. Исследуемые объекты характеризуются сводной моделью перехода от дельтово-баровых к приливно-отливным («рябчиковым») осадкам непосредственно *перед* перекрытием их чехлом тонкозернистых морских пород.

Проверкой правильности выполненных рассуждений является идентичность механизма формирования интервалов коллекторов АВ₁₋₂ и ВК₁₋₃, хорошо фиксируемых на отражающих горизонтах (ОГ) М и М₁, которая может быть пролонгирована на верхнюю часть сеномана (ОГ Г) и нижнюю часть васюганского горизонта (ОГ Т). Практическое значение данного заключения содержится, в частности, в том, что более глубокие проработки технологических решений по эксплуатации низкопроницаемых отложений Самотлорского месторождения будут весьма полезны при освоении подобных объектов на месторождениях Краснотенинской НГО, а в перспективе – также пласта Ю₂⁰.

Наконец, более частным проявлением со схожими характеристиками (инвариантом) такого механизма, имеющим более низкий уровень организации, могут быть верхние границы конкретных клиноформ НК, которые показаны на рис. 1, б. В таком случае установленные закономерности будут



представлять интерес и при рассмотрении условий формирования продуктивных пластов осложненно-го неокомского комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алексеев, В. П.** Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии) [Текст] / В. П. Алексеев. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

2. **Атлас** «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» [Текст]. – Тюмень : ГП НАЦ РН им. В. И. Шпилемана, 2007. – 191 с.

3. **Атлас** литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 : Атлас и объяснительная записка [Текст]. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.

4. **Ганелин, В. Г.** Особенности позднепалеозойского био-седиментогенеза Северо-Востока Азии [Текст] / В. Г. Ганелин // Концептуальные проблемы литологических исследований в России : матер. 6-го Всерос. литол. совещ. – Казань : Изд-во ун-та, 2011. – С. 201–204.

5. **Исаев, Г. Д.** Новый тип литофаций в структуре юрского комплекса осадков [Текст] / Г. Д. Исаев, В. А. Кроха, С. Г. Крекнин // Вестн. ТГУ. – 2006. – № 89. – С. 39–44.

6. **О проявлении** эквививальности при формировании основных лито(сейсмо)стратиграфических границ в меловых отложениях Западной Сибири [Текст] / В. П. Алексеев, Э. О. Амон, Е. С. Ворожев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 3. – С. 26–32.

7. **Повышение** разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС [Текст] / С. Б. Денисов, Е. М. Бирун, В. С. Рудая, П. В. Ставинский // Геофизика. – 2005. – № 3. – С. 13–18.

8. **Повышение** эффективности вовлечения в разработку слабодренлируемых запасов нефти Самотлорского месторождения на основе геолого-гидродинамических моделей (на примере пласта АВ₁₋₂) [Текст] / Л. С. Бриллиант, А. А. Ключков, В. Е. Разуменко [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : Пятая науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2002. – С. 208–216.

9. **Рейнек, Г.-Э.** Обстановки терригенного осадконакопления [Текст] / Г.-Э. Рейнек, И. Б. Сингх ; пер. с англ. – М. : Недра, 1981. – 439 с.

10. **Решения** 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 14–18 мая 1990 г.) [Текст]. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.

11. **Состав**, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) [Текст] / В. П. Алексеев, Э. О. Амон, Ю. Н. Федоров [и др.] ; под ред. В. П. Алексеева. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2011. – 325 с.

12. **Уточнение** геологического строения пласта АВ₁₋₂ типа «рябчик» способом разукрупненной корреляции с целью эффективного применения ГТМ [Текст] / Н. И. Хисамутдинов, Э. Р. Мустаева, Р. Х. Гильманова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 39–45.

13. **Фации** и палеогеография пластов АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения (Широтное Приобье, Западная Сибирь). Вып. III (19) [Текст] / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, А. И. Лебедев [и др.] // Литология и геология горючих ископаемых. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2009. – С. 92–105.

14. **Щергина, Е. А.** Создание литолого-фациальных моделей сложнопостроенных залежей нефти [Текст] / Е. А. Щергина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 3. – С. 24–29.

15. **Reijers, T. J. A.** Stratigraphy and Sedimentology of the Niger Delta [Text] / T. J. A. Reijers // Geologos. – 2011. – Vol. 17(3). – P. 133–162.

REFERENCES

1. Alekseev V.P. *Atlas fatsiy yurskikh terrigennykh otlozheniy (uglenosnyy tolschi Severnoi Evrazii)* [Atlas of facies of Jurassic terrigenous deposits (coal-bearing series of Northern Eurasia)]. Ekaterinburg, UGGU Publs., 2007. 209 p. (In Russ.).

2. *Atlas "Geologicheskoye stroeniye i neftegazonosnost neokomskogo kompleksa Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga-Yugry"* [Geological structure and petroleum potential of Neocomian complex of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. Atlas]. Tyumen, Shpilman research and analytical centre for rational use of the subsoil, 2007. 191 p. (In Russ.).

3. *Atlas i obyasnitel'naya zapiska k Atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoi ravniny v masshtabe 1:5000000* [Atlas and explanatory note to Atlas of lithologic and paleogeographic maps of Jurassic and Cretaceous periods of West Siberian Plain at a scale of 1:5000000]. Tyumen, ZapSibNIGNI, 1976. 85 p. (In Russ.).

4. Ganelin V.G. [Peculiarities of Late Paleozoic bio-sedimentogenesis of North-East Asia]. *Materialy 6 Vserossiiskogo litol. sov. "Kontseptualnye problemi litologicheskikh issledovaniy v Rossii"* [Materials of 6th All-Russian lithol. meeting "Conceptual problems of lithological investigations in Russia"]. Kazan, Kazan University, 2011, pp. 201–204. (In Russ.).

5. Isaev G.D., Krokha V.A., Kreknin S.G. [New type of lithofacies in the structure of Jurassic sedimentary complex]. *Geologiya neftegazonosnykh ot-*



lozheniy – *Geology of petroleum deposits of Pur-Taz interfluves. Vestnik TGU – Herald of Tomsk State University*, 2006, no. 89, pp. 39–44. (In Russ.).

6. Alekseev V.P., Amon E.O., Vorozheev E.S., et al. [On manifestation of equifinality during formation of principal litho(seismic) stratigraphic boundaries in Cretaceous deposits of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and oil and gas field development*, 2012, no. 3, pp. 26–32. (In Russ.).

7. Denisov S.B., Birun E.M., Rudaya V.S., Stavinsky P.V. [Increase of resolution and reliability of geological models during complexing of seismic survey and GWL]. *Geofizika – Geophysics*, 2005, no. 3, pp. 13–18. (In Russ.).

8. Brilliant L.S., Klochkov A.A., Razumenko V.E. et al. [Enhancement of involvement efficiency in development of weakly drainable oil reserves of the Samotlorskoye field based on geological and hydrodynamic models (by the example of AV₁₋₂ bed)]. *5-ya nauch.-prakt. konf. "Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO"* [5th Scientific-practical conference "Implementation ways of KHMAO petroleum potential"]. Khanty-Mansiisk, 2002, vol. 2, pp. 208–216. (In Russ.).

9. Reineck G.E., Singkh I.B. *Obstanovki terrigenogo osadkonakopleniya* [Depositional sedimentary environments: with reference to terrigenous clastics]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 439 p. (In Russ.).

10. Resheniya 5-go Mezhvedomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozojskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoj ravniny [Resolution of the 5th Interdepartmental regional strati-

graphic meeting on mesozoic deposits of the West Siberian Plain]. Tyumen, 1991. 54 p. (In Russ.).

11. *Sostav, stroeniye i usloviya formirovaniya kollektorov gruppi VK vostochnoi chasti Krasnoleninskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir)*. [Composition, structure and formation conditions of VK group of the eastern Krasnoleninskoye oil field (Western Siberia)]. Ekaterinburg, UGGU Publ., 2011. 325 p. (In Russ.).

12. Khisamutdinov N.I., Mustaeva E.R., Gilmanova R.Kh., et al. [Specification of AV₁₋₂ bed (of ryabchik type) geological structure by means of disaggregated correlation aimed at efficient application of GTM (geological and technical measures)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2010, no. 1, pp. 39–45. (In Russ.).

13. Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Lebedev A.I., et al. [Facies and paleogeography of AV₁₋₂ beds of the Kechimovskoye deposit (Shirotnoye Priobye, Western Siberia)]. *Litologiya i geologiya goryuchikh iskopayemykh – Lithology and geology of fossil fuels*. Ekaterinburg, USMU Publ., 2009, iss. III (19), pp. 92–105. (In Russ.).

14. Schergina E.A. [Creation of lithologic and facies models of complex oil pools]. *Geologiya, geofizika i razraborka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2009, no. 3, pp. 24–29. (In Russ.).

15. Reijers T.J. A. Stratigraphy and Sedimentology of the Niger Delta. *Geologos*, 2011, no. 17(3), pp. 133–162.

© В. П. Алексеев, Э. О. Амон, Р. А. Валеев, С. А. Лац, О. С. Чернова, Е. А. Щергина, 2014

АЛЕКСЕЕВ Валерий Порфирьевич

Уральский государственный горный университет (УГГУ), Екатеринбург; д. г.-м. н., профессор, зав. кафедрой
E-mail: igg.lggi@ursmu.ru

АМОН Эдуард Оттович

Палеонтологический институт РАН им. А. А. Борисяка (ПИН РАН), Москва; вед. науч. сотр.; д. г.-м. н.
E-mail: edwardamon@mail.ru

ВАЛЕЕВ Ринат Асхатович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, начальник управления
E-mail: ValeevRA@tmn.lukoil.com

ЛАЦ Сергей Анатольевич

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень; начальник центра
E-mail: LatsSA@tmn.lukoil.com

ЧЕРНОВА Оксана Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (НИ ТПУ), Томск, зав. кафедрой, к. г.-м. н.
E-mail: ChernovaOS@hw.tpu.ru

ЩЕРГИНА Елена Александровна

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, главный специалист, к. г.-м. н.
E-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com

ALEKSEEV Valeriy, DSc, prof., Ural State Mining University (USMU), Ekaterinburg, Russia. E-mail: igg.lggi@ursmu.ru

AMON Eduard, DSc, Borissiak Paleontological Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia. E-mail: edwardamon@mail.ru

VALEEV Rinat, OOO LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Russia. E-mail: ValeevRA@tmn.lukoil.com

LATS Sergei, OOO LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Russia. E-mail: LatsSA@tmn.lukoil.com

CHERNOVA Oksana, PhD, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia. E-mail: ChernovaOS@hw.tpu.ru

SCHERGINA Elena, PhD, OOO LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Russia. E-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com