

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 26.11.2025 г.

Принята к публикации 17.12.2025 г.

EDN: WHQCSXB

УДК 552.578.061.7:552.51/.52:551.7.022(571.1)

Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Хитров А.М.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия, ahitrov@ipng.ru

Шиманский В.В., Танинская Н.В.

Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», Санкт-Петербург, Россия, spf@vnigni.ru

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ И КАРТИРОВАНИИ ФЛЮИДОУПОРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ФОРМАЦИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

При прогнозе нефтегазоперспективных объектов в Западной Сибири первоочередное внимание традиционно уделялось выявлению зон развития пород-коллекторов в терригенных формациях. В настоящее время возрастает требование к поиску эффективных флюидоупоров и детальности седиментационных моделей формирования покрышек. Рассмотрены методы выделения флюидоупоров по данным геолого-геофизических исследований скважин и их прогноза с помощью фациального анализа.

Ключевые слова: флюидоупор, коллектор, терригенная формация, фациальный анализ, Западная Сибирь.

Для цитирования: Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Хитров А.М., Шиманский В.В., Танинская Н.В. Методические аспекты применения фациального анализа при выделении и картировании флюидоупоров в терригенных формациях Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/47_2025.html EDN: WHQCSXB

Актуальность задачи

В настоящее время эффективный прогноз залежей нефти и газа в Западно-Сибирской провинции становится процессом наукоемким, требующим построения достоверных моделей углеводородных систем. Важнейшим современным инструментом поисков залежей углеводородов является фациальный анализ, естественно, с опорой на данные палеогеографических исследований и материалы геофизических исследований (каротаж, сейсморазведка и др.). До настоящего времени из пяти основных условий образования залежей (наличие коллектора, флюидоупора над ним, ловушки, источника углеводородов, путей миграции углеводородов в ловушку) вопросу формирования и размещения флюидоупора не уделялось необходимого внимания. Для основных нефтегазоносных областей и продуктивных комплексов Западной Сибири остается справедливой точка зрения А.Н. Золотова с соавторами, что в условиях существенно глинистого разреза для выявления залежей приоритетным является прогноз коллектора [Золотов, Лебедев, Самсонов, 1989]. Однако, при смещении внимания к сложнопостроенным объектам поиска, возрастает требование к детальности седиментационных моделей формирования покрышек.

В настоящей работе рассмотрена проблема выделения флюидоупоров по данным геолого-геофизических исследований скважин и их прогноза с помощью фациального анализа.

История вопроса

Хорошо известны работы многих исследователей, например, В.С. Муромцева, Ю.Н. Карогодина, В.Б. Белозерова, В.А. Казаненкова [Муромцев, 1984; Северное Приобье..., 2000; Белозеров, 2011; Казаненков, 2024], часто с соавторами, и целых коллективов [Шиманский и др., 2021, 2024], посвященных анализу палеогеографических обстановок, построению электрометрических моделей фаций и картированию на этой основе зон распространения коллекторов различных типов [Палеогеография юры..., 2023; Шиманский и др., 2021, 2024], в том числе высокеемких высокопроницаемых коллекторов (аренитов), как правило с использованием классификации А.А. Ханина [Ханин, 1973].

Наличие высокеемких высокопроницаемых коллекторов есть, конечно же, необходимое, но еще недостаточное условие существования высокодебитных залежей. Составной частью природных резервуаров являются флюидоупоры, обеспечивающие образование залежей в картируемых ловушках.

Сегодня большинство исследований по прогнозу нефтегазоносности с помощью фациального анализа и моделирования природных резервуаров, вопроса о флюидоупорах на самом деле не рассматривают, или касаются этого вопроса весьма приблизительно.

Так В.С. Муромцев при фациальных исследованиях и построениях электрометрических моделей фаций указывал, что «...для практического использования и осуществления локального прогноза литологических ловушек необходимы более детальные реконструкции, позволяющие определять фациальный состав песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов в пределах той или иной обстановки осадконакопления» [Муромцев, 1984].

Таким образом, рассматривается только пара «коллектор – глинистый экран», а за экран (флюидоупор) в электрометрических моделях фаций принимается пачка, толща или группа пластов, обладающих максимальными значениями ПС (метод собственной поляризации, линия глин). Точно такого же подхода придерживаются и многие другие известные специалисты в этой области [Северное Приобье..., 2000; Белозеров, 2011; Жемчугова, Рыбальченко, Шарданова, 2021; Казаненков, 2024].

Действительно, обычно таким пачкам соответствуют максимальные показания ПС, и на этом основании эти пачки относятся к фациям, играющим роль глинистых экранов. Для обоснования такого подхода В.С. Муромцевым представлены результаты исследований

зависимости значений ПС от литофизических свойств терригенных пород и палеогеографических условий их формирования на базе классификации коллекторов А.А. Ханина с учетом относительного гидродинамического уровня среды осадконакопления [Ханин, 1973; Муромцев, 1984]. Породы-экраны охарактеризованы при этом лишь в целом, как имеющие очень низкий относительный гидродинамический уровень среды. За флюидоупор априори принимается толща пород-неколлекторов, лежащих над продуктивным или перспективным коллектором, и имеющая максимальные показания на кривой ПС. По мнению авторов, при этом фактически игнорируется тот факт, что циклы или ритмы терригенных осадков разной фациальной природы всегда содержат крайне неоднородные пачки переслаивающихся глинистых песчаников-неколлекторов, непроницаемых пород ограниченного распространения (например, аргиллитов) и низкопроницаемых неколлекторов-алевролитов, часто лежащих между настоящим флюидоупором и коллектором.

Выделение флюидоупоров

Ранее некоторыми из соавторов настоящей работы предложена методология выделения флюидоупоров, в том числе в терригенных формациях по данным геофизических исследований скважин [Гурова и др., 2023]. При этом фациальная принадлежность пластов, пачек и толщ не определялась.

Самый простой прием выделения флюидоупоров в терригенных формациях основан на попластовом сопоставлении данных гамма-каротажа (глинистость) с электрическим сопротивлением (насыщение) по индукционному каротажу (рис. 1).

Предполагается, что глинистые флюидоупоры не могут содержать углеводородов, ведь они непроницаемы. С ростом глинистости пород-неколлекторов электрическое сопротивление по данным индукционного каротажа уменьшается и с некоторого значения глинистости остается постоянной (выход на асимптоту) [Гурова и др., 2023]. Что касается фациальной принадлежности пород, охарактеризованных на диаграмме с помощью гамма- и индукционного каротажей, то это фации высокеемких чистых неглинистых песчаников-коллекторов (аренитов) в левой части диаграммы. Вероятно, это фации континентального и прибрежного генезиса – дюн, береговых баров, конусов выноса, песчаных кос на равнинах, периодически заливаемых морем, и других седиментационных антиклиналей. В средней части находятся слабопроницаемые неколлекторы-алевролиты, глинистые песчаники, образующие пачки и толщи переслаивания в циклах осадконакопления над коллекторами в циклах Боума [Муромцев, 1984; Палеогеография юры..., 2023], вероятно, это фации морского

генезиса. В правой части диаграммы находятся флюидоупоры – наиболее глинистые породы, скорее всего, морского генезиса, возможно, это глинистые фации забаровых лагун и пойм меандрирующих рек.

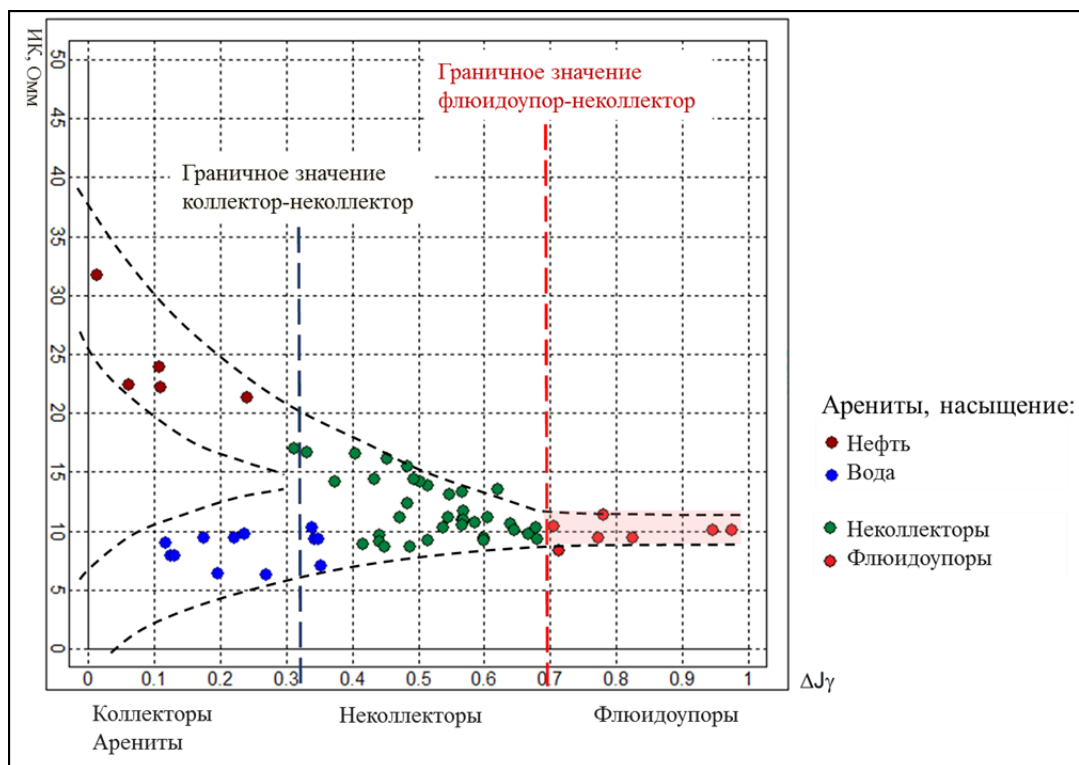


Рис. 1. Определение граничных значений «флюидоупор-неколлектор» и «коллектор-неколлектор» по данным гамма- и индукционного каротажей в терригенной формации

Согласно этой диаграмме наилучшими коллекторскими свойствами в осадочных формациях, в том числе и в терригенных, являются грубообломочные породы аренитового поля с минимальными значениями глинистости (до 5%), то есть почти чистые песчаники с размерами зерен более 1 мм, находящиеся в левой части диаграммы. Нефтегазонасыщенные песчаники-коллекторы (арениты в том числе) характеризуются повышенными значениями электросопротивлений, водонасыщенные – низкими значениями. Эта разница в насыщении является одним из доказательств (признаков) того, что породы в левой части диаграммы проницаемы, то есть это коллекторы (см. рис. 1).

Что касается непроницаемых и плохопроницаемых пород-неколлекторов (средняя и правая части диаграммы), то среди них почти идеальными флюидоупорами, согласно известной треугольной диаграмме А.Н. Дмитриевского (2008 г.), являются глины с максимальным содержанием глинистого материала и минимальным содержанием обломочных примесей. По мнению Б.Ю. Вендельштейна и Р.А. Резванова, приводимому А.Н. Дмитриевским [Дмитриевский, 2008], сегодняшний уровень геофизических

исследований скважин позволяет достаточно уверенно выделять породы с различным содержанием глинистого материала, и, следовательно, с неодинаковыми коллекторскими свойствами. По мнению авторов, именно эта идея находит отражение и на рис. 2, где показаны коллекторы-арениты, а также переходные, промежуточные разности пород, которые не могут служить ни коллекторами, ни флюидоупорами. По горизонтальной оси отложены значения синтетического параметра Φ , представляющего собой показания нейтронного каротажа (водородсодержание), деленные на показания гамма-каротажа (глинистость), по вертикальной оси – значения электросопротивлений.

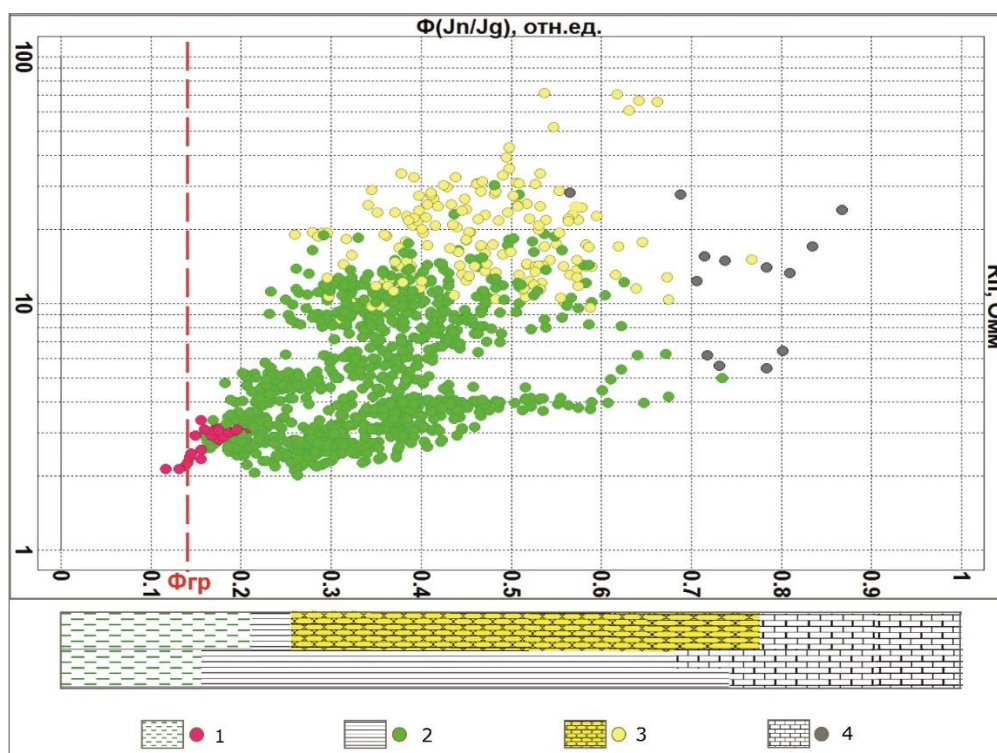


Рис. 2. Определение граничного значения параметра Φ (неколлектор - флюидоупор) в терригенных отложениях

1 - аргиллит; 2 - алевролит; 3 - песчаник; 4 - карбонатный пласт.

Доказательством проницаемости большей части пород-неколлекторов, как и в случае с коллекторами (см. выше), служат разная насыщенность (то углеводороды, то вода) пластов одной и той же литологии – при одинаковых значениях параметра Φ электросопротивления разительно отличаются в средней части графика, правее $\Phi_{гр}$.

В левой части графика, левее вертикальной линии $\Phi_{гр}$, выделяются лишь несколько точек, соответствующих чистым глинам, вероятно, тонкоотмученным, скорее всего, фациям морского генезиса.

Эта гипотеза требует, конечно, подтверждения в рамках дальнейших исследований, и определения каким же именно фациям из выделенных ранее в работах В.С. Муромцева

(1984 г.) и В.В. Шиманского и др. (2023 г.) соответствуют флюидоупоры, а каким - проницаемые неколлекторы, поскольку подобных работ до настоящего времени не выполнялось.

Тем не менее, эти простые соображения имеют не только научную, так и практическую значимость.

Например, седиментационные антиклинали часто содержат арениты с минимальной глинистостью (крупнозернистые песчаники с любым литологическим составом зерен, в том числе карбонатные – калькарениты), пористостью 25-30% и проницаемостью 1 Дарси и более. Высоты седиментационных антиклиналей могут достигать первых десятков метров и потому могут картироваться современной сейсморазведкой. Привлекательность именно аренитов, с точки зрения экономической эффективности, связана с тем, что арениты могут давать наивысшие дебиты нефти с одного метра эффективной нефтенасыщенной толщины. Плотности запасов в аренитах тоже максимальны – до 1 млн. т на кв. км. Именно такие коллекторы обеспечивают высочайшую эффективность добычи газа из сеноманских залежей и нефти из неокомских залежей в Западной Сибири.

Фациальная принадлежность пород-коллекторов и пород-покрышек может быть определена на основе керновых данных и методик В.С. Муромцева с дополнениями В.В. Шиманского с соавторами (рис. 3) [Муромцев, 1984; Шиманский и др., 2016; Палеогеография юры..., 2023], развивающих идею использования электрометрических моделей фаций при прогнозе коллекторов.

Метод ПС, по сути, составляет ядро методики В.С. Муромцева, может быть использован только для разделения коллекторов и глинистых толщ, пачек, пластов-неколлекторов, обычно интерпретируемых как экраны на основании максимальных показаний метода ПС (линия глин) [Муромцев, 1984]. Последние принимаются за глинистые экраны (покрышки, флюидоупоры), что не соответствует действительности, поскольку цикличные разрезы терригенных формаций содержат множество пород, не являющихся ни флюидоупорами, ни коллекторами, и сложены они, вероятно, минимум несколькими фациями.

Настоящими флюидоупорами в структурах облекания седиментационных антиклиналей обычно служат только наиболее глинистые пласты, но не алевролиты и пачки переслаивания. Над каждым песчаным пластом-коллектором (аренитом) у его кровли в циклично устроенных терригенных формациях обычно залегает пачка переслаивания глин, аргиллитов, алевролитов, глинистых песчаников, плотных карбонатных прослоев, углей и прочих низкопроницаемых пород-неколлекторов.

Обстановка осадконакопления	Комплекс фаций	Индекс группы фаций	Группа фаций	Номер фации	Электрометрическая модель, мВ	Наименование фации по В.С. Муромцеву (1984 г.) с дополнениями (В.В. Шиманский и др.)	Знак отклонения кривой αПС	*Максимальное значение α ПС	Ширина аномалии ПС (м)	Положение максимального значения α ПС	Максимальная динамическая активность среды седimentации	**Уменьшение значения α ПС	Сходные электрометрические модели	Примечания
континентальная	Аллювиальный	I	Речных русел	1		русловые отмели спрямленных рек	—	1,0-0,8	единицы и десятки	по всей аномалии, но особенно в её нижней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↑	2, 3,10,12, особенно 12	формируются песчаные тела-коллекторы
				2		русловые отмели равнинных меандрирующих рек	—	1,0-0,8	десятки	в нижней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↑	1, 3,10,12, особенно 10	
				3		русловые отмели фюркирующих рек (горного типа) и временных потоков	—	1,0-0,6	единицы и десятки	по всей аномалии, но особенно в её нижней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↑	1, 2,10,12, особенно 12	
		II	Речных пойм (внешняя часть)	4		береговые валы речных пойм	—	0,6-0,5	единицы	в её нижней части, резко выражено	0,6 - 0,4 (средняя)	↑	5, 8	глинистые отложения
				5		пески разливов речных пойм	—	0,5-0,4	единицы	в её нижней части, резко выражено	0,6 - 0,4 (средняя)	↑	4, 9, 14, особенно 4	
			Речных пойм (внутренняя часть)	15		временно заливаемые участки пойм	+	≤ 0,4	единицы	в нижней части	0,4 - 0,2 (низкая)	↑	16, 17, 18, особенно 16	
				16		пойменные озера и болота	+	≤ 0,2	единицы	в нижней части	0,2 - 0,0 (очень низкая)	↑	15, 17, 18, особенно 15	
морская	Прибрежно-морской	IV	Устьевых баров и пляжей	7		устьевые бары	—	0,8-0,6	единицы и десятки	в средней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↑↓	2, 12, 13, особенно 13	формируются песчаные тела-коллекторы
				8		пляж	—	1,0-0,8	единицы	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	9	
		V	Вдольбереговых баров	9		вдольбереговые бары (регрессивные) и прибрежные валы	—	1,0-0,8	единицы и десятки	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	8, 11, 14, особенно 11	
				10		вдольбереговые бары (трансгрессивные) и прибрежные валы	—	1,0-0,6	единицы и десятки	в нижней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↑	2, 6, особенно 2	
				11		барьерные острова	—	1,0-0,8	десятки и первые сотни	в верхней и средней частях	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	7, 10, особенно 10	
		VI	Разрывных течений	12		промоины разрывных течений	—	0,8-0,6	единицы и десятки	слабо выражено в нижней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↑↓	1, 2, 10, 11, особенно 1	
				13		головные части разрывных течений	—	0,8-0,6	единицы и десятки	в средней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↑↓	7	
		IV	Приморских болот	17		приморские болота (марши, лаиды и др.)	+	≤ 0,4	единицы	в верхней части	0,4 - 0,2 (низкая)	↓	15, 16, 18, 19, особенно 18	глинистые отложения
		V	Забаровых лагун и вдольбереговых промоин	18		забаровые лагуны и вдольбереговые промоины	+	≤ 0,4	единицы	в верхней части	0,4 - 0,2 (низкая)	↓	16, 17, особенно 17	глинистые отложения
			Дельтовых систем	29		дельтовый канал	—	1,0-0,6	единицы и десятки	по всей аномалии, но особенно в её нижней части	1,0 - 0,6 (очень высокая)	↑↓	7, особенно 3	формируются песчаные тела-коллекторы
				30		проксимальная часть дельты	—	1,0-0,8	единицы и десятки	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	11, 9	
				31		средняя часть дельты	—	0,8-0,5	единицы и десятки	в верхней части	0,8 - 0,5 (высокая)	↓	13	
				32		дистальная часть дельты	+	0,5-0,3	единицы и десятки	в верхней части	0,5 - 0,3 (средняя)	↓	15	глинистые отложения
				33		продельта	+	≤ 0,3	единицы и десятки	в верхней части	0,3 - 0,0 (низкая, очень низкая)	↓	18	
	Мелководно-морской	VII	Мелководного шельфа	14		гребни штормовых волн и приливных течений	—	0,6-0,5	единицы и десятки	в верхней части	0,6 - 0,4 (средняя)	↓	5, 8, особенно 8	глинистые отложения
		VII	Мелководного шельфа	19		открытое море и крупные морские заливы	+	≤ 0,2	десятки и первые сотни	в верхней части	0,2 - 0,0 (очень низкая)	↓	16, 18	
морская	Глубоководно-морской	VIII	Турбидитных потоков	20		каньоны и каналы стока (питающие)	—	1,0-0,8	единицы и десятки	по всей аномалии	0,8 - 0,6 (высокая)	↑↓	1, 12	формируются песчаные тела-коллекторы
				21		проксимальные турбидиты и зерновые полоки	—	1,0-0,6	десятки	в средней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↑↓	7	
				22		средние (переходные) турбидиты	—	0,7-0,5	единицы и десятки	в нижней части	0,6 - 0,4 (средняя)	↑	10	
				23		дистальные турбидиты	—	0,5-0,4	единицы и десятки	в верхней части	0,2 - 0,4 (низкая)	↓	9, 14	
	Шельфовый склон	IX	Дна бассейна	24		дно бассейна	+	≤ 0,2	десятки, первые сотни	по всей аномалии	0 (застойные условия)	↑↓	19	глинистые отложения
				25		фации склона	+	≤ 0,2	десятки, первые сотни	по всей аномалии	0,2 - 0,0 (очень низкая)	↑↓	19, 24	глинистые тела-коллекторы
		X	Склоновые	26		околоканальный вал	—	0,7-0,5	единицы, первые десятки	в нижней части	0,6 - 0,4 (средняя)	↑	10, 22	
				27		верхний веер склона	—	0,5-0,4	единицы	в верхней части	0,6 - 0,4 (средняя)	↓	9, 23	
				28		оползни	+	≤ 0,2	единицы, первые десятки	по всей аномалии	0 (застойные условия)	↑↓	25	
														глинистые отложения

Рис. 3. Типовые электрометрические модели фаций [Муромцев, 1984; Шиманский и др., 2016; Палеогеография юры..., 2023]

Каждый цикл осадконакопления обычно начинается с крупнозернистого песчаника (часто с гравелита), коллекторские свойства закономерно снижаются с уменьшением размерности зерен и с ростом глинистости, и выходят за граничное значение «коллектор-неколлектор». Но проницаемость для углеводородов в толщах переслаивания не исчезает полностью.

Интересно, что А.А. Ханин разобрал этот феномен, комментируя свои классификации коллекторов и флюидопоров следующим образом: «...Повышенное содержание алевритовой примеси в глинах, не говоря уже о песчаной, приводит к появлению в них группы относительно крупных поровых каналов, через которые в силу меньших капиллярных давлений может осуществляться вначале внедрение и далее прорыв газа и нефти. *Если же алевритовый и песчаный материал не только рассеян в глинистой массе, но и распределен в виде микропрослоек, то осуществление миграционных потоков через подобные толщи глинистых пород не представляет большой сложности*» [Ханин, 1973].

По-видимому, именно так и сложены абсолютно все толщи (пачки) переслаивания терригенных пород над коллекторами целевых перспективных горизонтов в циклично устроенных разрезах юры и мела Западной Сибири, а также и во всех других нефтегазоносных провинциях мира (например, рис. 4). Важно, что эти «микропрослойки» по А.А. Ханину, в осадочных формациях лежат горизонтально, и/или субгоризонтально, образуя систему связанных между собой проницаемых пропластков. Эффект связанности «микропрослоек» между собой возникает в силу того, что движения береговой линии и относительного уровня стояния моря (уреза воды) при морском осадконакоплении над любой точкой дна имеют циклический характер. Поэтому проницаемые «микропрослойки» близкого, но все-таки разного, «скользящего» возраста, в толщах переслаивания терригенных осадков налегают друг на друга, как черепица на крыше дома. Кроме того, неоднородные по площади и по вертикали толщи пород-неколлекторов при литификации, конечно же, не могут не давать трещин по неоднородностям. Поэтому возникает связанная проницаемая система, которая делает всю толщу переслаивания проницаемой.

Следует полагать, чаще всего именно в этих толщах, а вовсе не в коллекторах, осуществляется вертикальная миграция всплывающих углеводородов. Если же всплывающие углеводороды встречают на пути флюидопор, находящийся внутри толщи неколлекторов, то миграция под ним становится латеральной и обеспечивает переток углеводородов из одной ловушки в другую. Это явление заслуживает отдельного рассмотрения, но не в рамках настоящей статьи. Необходимо отметить, что положение точки выхода мигрирующих углеводородов из ловушки (точка просачивания или критическая

седловина) находится не в кровле коллектора, а в подошве флюидоупора, или, что то же самое, в кровле толщи (пачки) неколлекторов, залегающих между коллектором и флюидоупором [Филиппов, 1967; Локальный прогноз нефтегазоносности..., 1982; Данилова и др., 2024].

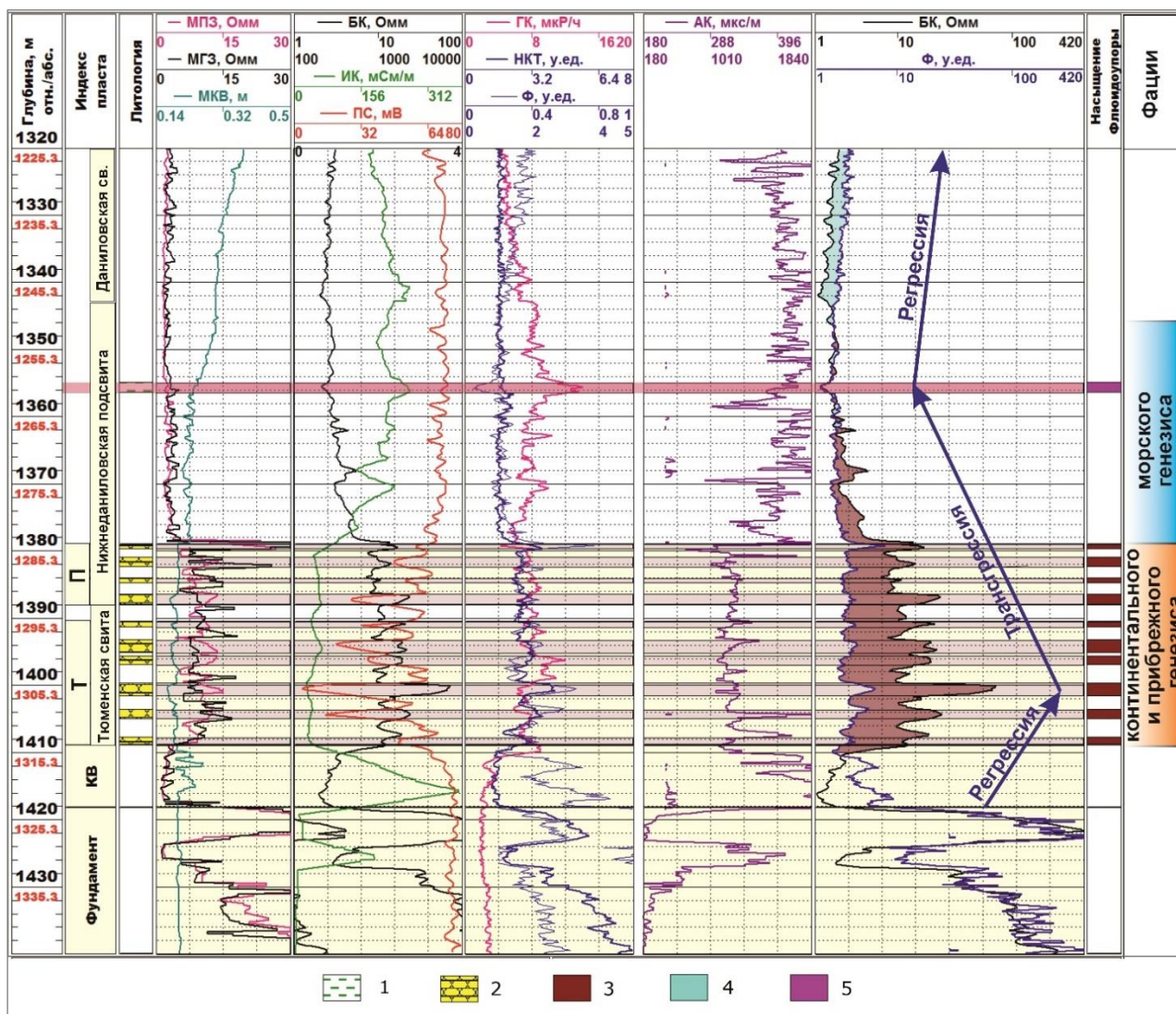


Рис. 4. Выделение тонкого флюидоупора в толще неколлекторов морского генезиса

Литология: 1 - аргиллит, 2 - песчаник; насыщение: 3 - нефть, 4 - вода, 5 - флюидоупор.

Именно о таких породах с промежуточными свойствами между коллекторами и флюидоупорами впервые упоминал Б.В. Филиппов (1963, 1967 гг.), назвав их «промежуточным комплексом» [Филиппов, 1967]. В 1982 и 1984 гг. В.Д. Ильин с соавторами также рассматривали такие толщи пород, используя термин «ложные покрышки» для локального прогноза нефтегазоносности [Локальный прогноз нефтегазоносности..., 1982], не углубляясь в исследования фациальной принадлежности ложных покрышек и флюидоупоров.

В конце циклов осадконакопления часто (но не всегда), обнаруживается флюидоупор – в терригенных формациях это обычно наиболее глинистый пласт, не имеющий признаков углеводородов по данным комплекса каротажа и керна. На рис. 3 показан пример такого цикла осадконакопления над фундаментом в юго-западных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Необходимо отметить еще один важный факт, впервые зафиксированный А.А. Ханиным в оценочной классификации покрышек [Ханин, 1973]. Установлено, что образцы горных пород длиной всего 50 мм и диаметром 30 мм (флюидоупоры групп А, В и С) выдерживают давление прорыва (перепад давлений на торцах образца) более 20 кгс/см² при проницаемости менее 0,0001 мД (мкм²). Поэтому в природе могут существовать флюидоупоры толщиной в единицы и первые десятки сантиметров, контролирующие залежи углеводородов практически любой встречающейся в природе высоты (избыточные давления в куполах залежей обычно меньше давлений прорыва для покрышек групп А, В, С).

Следовательно, толщина флюидоупоров (покрышек) вряд ли является фактором, контролирующим экранирующие свойства глинистых флюидоупоров.

На рис. 3 приведен типичный случай выделения высокочемких коллекторов вероятно континентального генезиса вблизи фундамента Западной Сибири. По комплексу каротажа выделены высокочемкие коллекторы-песчаники, над ними лежит пачка переслаивания слабопроницаемых пород-алевролитов, глинистых песчаников и очень тонких аргиллитов, вероятно морского генезиса. Эта принимаемая обычно за флюидоупор пачка над коллекторами коры выветривания и коллекторами пластов Т и П, облекающими выступ фундамента, на самом деле флюидоупором не является, хотя и характеризуется максимальными значениями ПС (линия глин).

Флюидоупором служит полутораметровый пласт глины внутри этой пачки, лежащий в 25 м вверх от кровли верхнего пласта аренита. Этот пласт глины, очевидно, морского генезиса, причем накопление тонкодисперсных глин происходило во время максимального стояния относительного уровня моря, то есть максимума трансгрессии (рис. 3).

Тот факт, что флюидоупор и коллектор разнесены в разрезе по вертикали, объясняет кажущуюся недозаполненность антиклиналей в структурах облекания палеозоя (доюрского основания).

На самом деле антиклинали по подошве флюидоупора заполнены до гидрозамка, что в 1963 г. впервые для природных резервуаров установил Б.В. Филиппов в Березовском районе Западной Сибири [Филиппов, 1967].

По мнению авторов, в циклично устроенных терригенных формациях, например, юры и

мела Западной Сибири, палеозоя Волго-Урала и Тимано-Печоры, а также и в других терригенных формациях, настоящих флюидоупоров – немного (истинных покрышек по В.Д. Ильину с соавторами), их наличие – большая редкость [Локальный прогноз..., 1982]. Их толщина может измеряться первыми единицами метров. Картировать их можно путем корреляции разрезов скважин, а также с помощью построения седиментационных моделей с использованием связей каротаж - сейсморазведка [Данилова и др., 2024].

Предложенная ранее методология предусматривает совместное выделение и прогноз, в первую очередь, флюидоупоров, во вторую – коллекторов под флюидоупорами [Данилова и др., 2024]. При этом комплекс пород, залегающий между подошвой флюидоупора и кровлей коллекторов, рассматривается как не имеющий свойств ни флюидоупора, ни коллектора (промежуточный комплекс по Б.В. Филиппову (1963, 1967 гг.), или как ложная покрышка по В.Д. Ильину (1982, 1984 гг.)). Фациальный анализ мог бы стать основой для дальнейшего развития идей совместного картирования высокеемких коллекторов и флюидоупоров, и создания совершенно новой прорывной методологии прогноза и поисков залежей с аномально высокими подсчетными параметрами (пористость, эффективные толщины, площади).

Для прогноза положений водонефтяных и газоводяных контактов на локальных структурах, подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению, необходимо построить карты подошв флюидоупоров, кровель коллекторов и найти на них точки просачивания (по Б.В. Филиппову) или, что то же самое – критические седловины (по В.Д. Ильину) [Филиппов, 1967; Локальный прогноз нефтегазоносности..., 1982]. Точки просачивания (критические седловины) определяют положения замкнутых контуров по подошвам флюидоупоров, и продуктивными являются только те коллекторы, которые попадают в эти замкнутые контуры выше точек просачивания. Эти замкнутые контуры, как правило, не совпадают с последними замкнутыми изогипсами по целевым отражающим горизонтам сейсморазведки.

Выводы

Из изложенного следует, что для прогноза и поисков высокодебитных залежей углеводородов с высокими значениями важнейших подсчетных параметров (пористость и эффективная толщина) может быть создана (синтезирована) новая методология одновременного совместного картирования с помощью фациального анализа флюидоупоров (истинных покрышек по В.Б. Филиппову, В.Д. Ильину и их последователям) и коллекторов как континентального, так и морского генезиса в терригенных формациях на основе

построений электрометрических моделей фаций (по В.С. Муромцеву и его последователям). Отличительными чертами новой методологии должны стать фациальные построения не только с использованием метода ПС, но и нейтронного (водородсодержание) в сочетании с гамма-каротажем (глинистость). Синтетическая кривая параметра Φ (кривая водородсодержания, деленная на кривую глинистости) позволит выполнять корреляцию разрезов скважин и определять площади распространения флюидоупоров и высокочемких высокодебитных коллекторов под ними с помощью фациального анализа. Конечно же, и другие современные достижения геофизики (комплексы каротажа и сейсморазведки) в сочетании с седиментологией, могут стать составляющими новой методологии.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года)», номер государственного учета НИОКТР - 125021302095-2, код научной темы FMME-2025-0012.

Литература

Белозеров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. - 2011. - Т. 319. - №1 - С. 116-123. EDN: [MMGMIK](#)

Гурова Д.И., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Риле Е.Б., Хитров А.М. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2023. - № 11(383). - С.5-13. DOI: [10.33285/2413-5011-2023-11\(383\)-5-13](#)

Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Хитров А.М. Флюидоупоры и методология поисков залежей углеводородов в осадочных формациях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2024. - № 11(395). - С. 13-20. EDN: [BSIBVB](#)

Дмитриевский А.Н. Избранные труды: в 7 т. / Т.1: Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. - М: Наука, 2008. - 454 с.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири // Георесурсы. - 2021. - Т.23. - №2. - С.179-191. DOI: [10.18599/grs.2021.2.18](#)

Золотов А.Н., Лебедев Б.А., Самсонов В.В. Неструктурные зоны нефтегазонакопления и

их поисковые модели // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. - Наука, 1989. - С. 119-129.

Казаненков В.А. Геология, палеогеография и нефтегазоносность малышевского горизонта (верхний байос-бат) Западной Сибири // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. - Новосибирск, 2024. - 43 с.

Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Методические рекомендации. - М.: ВНИГНИ, 1982. - 52 с.

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

Палеогеография юры и нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: в 2 кн. / В.В. Шиманский, Н.В. Танинская, И.С. Низяева, Н.Н. Колпенская, Е.Г. Раевская, Н.Я. Васильев, М.А. Мясникова, В.Н. Зельцер, М.Н. Грислина, И.И. Мирзоева, А.А. Нугуманова; ФГБУ «ВНИГНИ». - Кн. 1. - Санкт-Петербург: Реноме, 2023. - 232 с.

Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход) / Ю.Н. Карогодин, В.А. Казаненков, С.А. Рыльков, С.В. Ершов. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. - 200 с.

Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. - Л. Недра, 1967. - 124 с.

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. - М.: Недра, 1973. - 304 с.

Шиманский В.В., Колпенская Н.Н., Танинская Н.В., Колбенкова И.А., Тимофеева И.К. Прогноз новых нефтегазоперспективных объектов в меловых отложениях юго-западной периферии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по результатам комплексных фациально-палеогеографических и геофизических исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2021/40_2021.html DOI: [10.17353/2070-5379/40_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2021)

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н., Низяева И.С. Васильев Н.Я. Седиментационное моделирование при прогнозе и поисках неструктурных ловушек // Геология нефти и газа. - 2016. - №3. - С.55-65. EDN: [WCFSMF](https://www.wcfsmf.ru/)

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Васильев Н.Я., Шиманский С.В., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Нугуманова А.А., Грислина М.Н. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html EDN: [AUQIHF](https://www.auihf.ru/)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 26.11.2025

Published 17.12.2025

Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N., Khitrov A.M.

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ahitrov@ipng.ru

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V.

St. Petersburg branch of FSBU "VNIGNI", St.-Petersburg, Russia, spf@vnigni.ru

METHODOLOGICAL ASPECTS OF USING FACIES ANALYSIS IN IDENTIFYING AND MAPPING SEAL ZONES IN TERRIGENOUS FORMATIONS OF WESTERN SIBERIA

When forecasting oil and gas potential in Western Siberia, priority has traditionally been given to identifying reservoir rock development zones in terrigenous formations. Currently, the need to identify effective seal zones and to develop detailed sedimentation models of seal formations is increasing. Methods for identifying seal zones based on wellbore geophysical data and predicting them using facies analysis are discussed.

Keywords: seal, reservoir, terrigenous formation, facies analysis, Western Siberia.

For citation: Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N., Khitrov A.M., Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V. Metodicheskie aspekty primeneniya fatsial'nogo analiza pri vydelenii i kartirovanii flyuidouporov v terrigennykh formatsiyakh Zapadnoy Sibiri [Methodological aspects of using facies analysis in identifying and mapping seal zones in terrigenous formations of Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/47_2025.html EDN: WHQCXB

References

Belozerov V.B. Rol' sedimentatsionnykh modeley v elektrofatsial'nom analize terrigennykh otlozheniy [The role of sedimentation models in electrofacies analysis of terrigenous strata]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2011, vol. 319, no. 1, pp. 116-123. (In Russ.). EDN: [MMGMIK](#)

Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N., Khitrov A.M. Flyuidouporoy i metodologiya poiskov zalezhey uglevodorodov v osadochnykh formatsiyakh [Seal fluids and methodology for prospecting for hydrocarbon accumulations in sedimentary formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2024, no. 11(395), pp. 13-20. (In Russ.). EDN: [BSIBVB](#)

Dmitrievskiy A.N. *Izbrannye trudy: v 7 t. / T.1: Sistemnyy podkhod v geologii: teoreticheskie i prikladnye aspekty* [Selected works: in 7 volumes. Volume 1: Systems approach in geology: theoretical and applied aspects]. Moscow: Nauka, 2008, 454 p. (In Russ.).

Filippov B.V. *Tipy prirodnykh rezervuarov nefti i gaza* [Types of natural oil and gas reservoirs]. Leningrad, Nedra, 1967, 124 p. (In Russ.).

Gurova D.I., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N., Rile E.B., Khitrov A.M. Vydelenie i kartirovanie flyuidouporov po dannym geofizicheskikh issledovaniy. [Identification and mapping of seals based on geophysical survey data]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2023, no. 11(383), pp. 5-13. (In Russ.). DOI: [10.33285/2413-5011-2023-11\(383\)-5-13](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-11(383)-5-13)

Kazanenkov V.A. Geologiya, paleogeografiya i neftegazonosnost' malyshevskogo gorizonta (verkhniy bayos-bat) Zapadnoy Sibiri [Geology, paleogeography and oil and gas potential of the Malyshev level (Upper Bajocian-Bathonian) of Western Siberia]. *Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk*. Novosibirsk, 2024, 43 p. (In Russ.).

Khanin A.A. *Porody-kollektory nefti i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR* [Oil and gas reservoir rocks of the petroleum provinces of the USSR]. Moscow: Nedra, 1973, 304 p. (In Russ.).

Lokal'nyy prognoz neftegazonosnosti na osnove analiza stroeniya lovushek v trekhsloynnom rezervuare. Metodicheskie rekomendatsii [Local oil and gas potential forecast based on trap structure analysis in a three-layer reservoir. Methodological recommendations]. Moscow: VNIGNI, 1982, 52 p. (In Russ.).

Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies - lithological traps for oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ.).

Paleogeografiya yury i nizhnego mela Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii: v 2 kn. [Paleogeography of the Jurassic and Lower Cretaceous of the West Siberian petroleum province: in 2 books]. V.V. Shimanskiy, N.V. Taninskaya, I.S. Nizyaeva, N.N. Kolpenskaya, E.G. Raevskaya, N.Ya. Vasil'ev, M.A. Myasnikova, V.N. Zel'tser, M.N. Grislina, I.I. Mirzoeva, A.A. Nugumanova; FGBU «VNIGNI». Kn. 1. St.-Petersburg: Renome, 2023, 232 p. (In Russ.).

Severnoe Priob'e Zapadnoy Sibiri. Geologiya i neftegazonosnost' neokoma (sistemno-litnologicheskiiy podkhod) [Northern Ob region of Western Siberia. Geology and petroleum potential of the Neocomian (systematic-petrological approach)]. Yu.N. Karogodin, V.A. Kazanenkov, S.A. Ryl'kov, S.V. Ershov. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2000, 200 p. (In Russ.).

Shimanskiy V.V., Kolpenskaya N.N., Taninskaya N.V., Kolbenkova I.A., Timofeeva I.K. Prognoz novykh neftegazoperspektivnykh ob'ektov v melovykh otlozheniyakh yugo-zapadnoy periferii Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii po rezul'tatam kompleksnykh fatsial'no-paleogeograficheskikh i geofizicheskikh issledovaniy [Forecast of new oil and gas perspective facilities in the cretaceous strata of the southwestern peripheral Western Siberian petroleum province on the results of integrated facial-paleogeographical and geophysical researches]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2021, vol. 16, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/40_2021.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/40_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2021)

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Vasil'ev N.Ya. Sedimentatsionnoe modelirovanie pri prognoze i poiskakh nestrukturnykh lovushek [Sedimentation modeling contribution to the forecast and exploration of non-structural traps]. *Geologiya nefti i gaza*, 2016, no. 3, pp. 55-65. (In Russ.). EDN: [WCFSMF](https://www.edn.ru/WCFSMF)

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S., Kolpenskaya N.N., Vasil'ev N.Ya., Shimanskiy S.V., Myasnikova M.A., Zel'tser V.N., Nugumanova A.A., Grislina M.N. Paleogeograficheskie rekonstruktsii yurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Paleogeographic reconstructions of Jurassic strata of Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html (In Russ.). EDN: [AUQIHF](https://www.edn.ru/AUQIHF)

Zhemchugova V.A., Rybal'chenko V.V., Shardanova T.A. Sekvens-stratigraficheskaya model' nizhnego mela Zapadnoy Sibiri [Sequence stratigraphic model of the Lower Cretaceous of Western Siberia]. *Georesursy*, 2021, vol.23, no. 2, pp.179-191. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2021.2.18](https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18)

Zolotov A.N., Lebedev B.A., Samsonov V.V. Nestrukturnye zony neftegazonakopleniya i ikh poiskovye modeli [Non-structural oil and gas accumulation zones and their exploration models]. *Osadochnye basseyny i neftegazonosnost'*, Nauka, 1989, pp. 119-129. (In Russ.).