

УДК 551.2

И.Б. Извеков

Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской областей Западно-Сибирской мегапровинции

Арктические районы Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности [1–7 и др.]. Одни нефтегазоносные области и районы в значительной степени «опоискованы», другие находятся на начальной стадии поисково-разведочного процесса. Относительно хорошо изучен Тазовский п-ов, в меньшей степени – Ямальский п-ов, наименее изученной территорией Западно-Сибирской мегапровинции является самая северная и труднодоступная Гыданская нефтегазоносная область (НГО).

Зона сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО (далее – ЗС) характеризуется неравномерностью распределения нефтегазоносности как по разрезу, так и по площади (рис. 1). В результате поисково-разведочных работ (ППР), проведенных в этой зоне, установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. Промышленные скопления углеводородов (УВ) обнаружены в отложениях от сеномана до палеозойских, включительно. Далее в статье рассмотрены 22 месторождения, открытые в ЗС: Геофизическое, Солетско-Ханавейское, Восточно-Бугорное, Трехбугорное, Минховское, Восточно-Минховское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Семаковское, Чугорьяхинское, Северо-Парусовое, Парусовое, Южно-Парусовое и Обское, расположенные в пределах Гыданской НГО; Нурминское, Хамбатеинское, Ростовцевское, Каменномыское, Северо-Каменномыское, Каменномыское-море и Новопортовское – в пределах Ямальской НГО; Ямбургское месторождение, расположенное в Надым-Пурской НГО. Их суммарные остаточные запасы газа по категориям обоснованности ресурсов УВ А + В + С₁ составляют порядка 6 трлн м³, половина из которых связана с Ямбургским месторождением.

Перспективы дальнейших поисков и разведки скоплений нефти и газа в изучаемом районе обусловлены рядом критериев. Основным критерием, определяющим различия в формировании структур и характере осадконакопления в ЗС, является **тектоническое развитие** рассматриваемой территории (рис. 2). В тектоническом отношении в изучаемой зоне основное влияние на формирование структур оказал этап континентального рифтогенеза, датируемый раннетриасовым периодом. К наиболее ярко выраженным в структуре платформенного чехла структурным зонам, образованным раннетриасовым рифтогенезом, относятся надрифтовые желоба и межрифтовые поднятия. Надрифтовые желоба в раннесреднеюрское время унаследованно прогибались, а образованные этим процессом межрифтовые поднятия имели тенденцию к воздыманию. В последующем в результате коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков предположительно в позднеюрское время с последующей активизацией движений в неотектонический период сформировался Мессояхский порог (гряда), состоящий из кулисообразно сочленяющихся Усть-Портовского, Нижнемессояхского мегавалов, которые территориально расположены как на суше Гыданского и Тазовского п-овов, так и в акватории Обско-Тазовского мелководья. Такого рода тектонические движения способствовали гипсометрическому расчленению территории, которое нашло отражение в структуре мезозойско-кайнозойского чехла в целом (рис. 3) [1].

Дифференцированные тектонические подвижки фундамента во многом преопределили фаціальную зональность в разрезах осадочного чехла. В областях

Ключевые слова:
зона сочленения,
поиск,
разведка,
перспективы
нефтегазоносности,
тектоника,
стратиграфия,
литология,
анализ размещения
залежей.

Keywords:
junction zone,
search,
exploration,
petroleum potential,
tectonics,
stratigraphy,
lithology,
reservoir location
analysis.

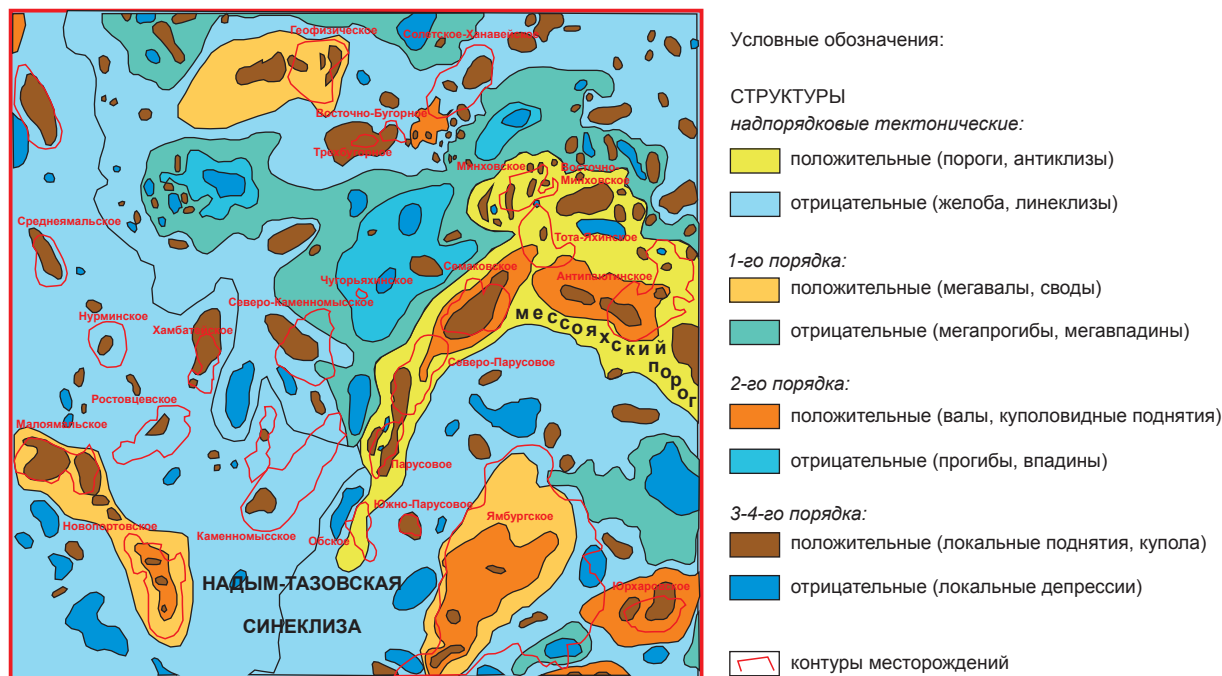


Рис. 3. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской синеклизы (ОАО «СИБНАЦ», 2005 г.)

надрифтовых желобов происходило осадконакопление в условиях прибрежных фациальных зон, что способствовало формированию в основном залежей УВ в ловушках неструктурного типа. По этим же отрицательным структурам при трансгрессиях происходило активное проникновение морских вод и формирование глинистых экраняющих, в том числе и нефтематеринских, толщ. В областях межрифтовых поднятий формировались конседиментационные структуры с уменьшенной толщиной и полифациальным составом осадков [2].

По сейсмическим данным, а также по материалам глубокого бурения выявлен ряд особенностей в районе сочленения нефтегазоносных областей. Установлено сложное блоково-сдвиговое строение в ареале акватории Тазовской губы и более простое в акватории Обской губы. Отмечается наличие обширной сети дизъюнктивных нарушений, которая в большей степени является структурообразующим фактором. Разломы прослеживаются в толще пород от доюрского комплекса до сеномана включительно, наиболее развиты на уровне подошвы доюрского основания (отражающий горизонт А). Вверх по разрезу амплитуда нарушений сокращается. Наибольшее количество дизъюнктивных нарушений от-

мечается в ареале акватории Тазовской губы. Основной причиной этих особенностей являются коллизия Тазовского и Гыданского геоблоков и их совместный сдвиг относительно Ямальского геоблока.

Наряду с тектоническим критерием, обусловившим различия в формировании структур и характере накопления осадков, не менее важным является *стратиграфический фактор*, определивший выдержанность отложений по разрезу и площади. Особенностью изучаемой ЗС является приуроченность ее к области замещения фациальных зон в юрских и меловых отложениях.

В истории формирования юрских отложений выделяют келловей-позднеюрский и ранне-среднеюрский этапы, существенно отличающиеся условиями седиментации. Нижне-среднеюрские отложения (кроме верхнего келловей) объединяются в заводоковский надгоризонт, накопление осадков которого происходило в различных фациальных условиях. В связи с этим преимущественно континентальные терригенно-угленосные и сероцветные отложения надгоризонта, развитые к югу от Тазовской губы, обособляются в одноименную заводоковскую серию (Ростовцев, 1956 г.), а их возраст аналогичен, представленные морскими

и прибрежно-морскими осадками на п-овах Гыдан, Ямал, в северной части Тазовского п-ова, – в большехетскую серию.

Келловой-верхнеюрская толща представлена осадками преимущественно морского генезиса. Для них характерны в основном глинистый состав и небольшие мощности, в целом выдержанные по площади. Меловые отложения, представленные сложным комплексом терригенных пород, залегают согласно и без прерыва на юрских осадочных образованиях. В их составе обособляются 3 крупных стратиграфических подразделения: зареченский, покурский и дербышинский. В разрезе нижнемеловых и сеноманских отложений выделяются 2 надгоризонта: зареченский и покурский.

Зареченский надгоризонт (K_{1zg}) объединяет преимущественно морские песчано-алевроито-глинистые отложения берриас-раннеаптского возраста, называемые неокомскими. По особенностям строения они существенно отличаются от выше- и нижезалегающих осадочных пород наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как снизу-вверх, так и по латерали. На территории Тазовского п-ова развит разрез уренгойского типа, в составе которого выделяются сортымская, тангаловская свиты. На Ямале и в акватории Обской губы развит разрез восточно-ямальского типа, на п-ове Гыдан, севере Тазовского п-ова и в акватории Тазовской губы – разрез гыданского типа, в составе которых выделяются отложения ахской (K_{1ah}) и танопчинской (K_{1tn}) свит.

Покурская серия (K_{1-2pk}) объединяет преимущественно алевроито-песчаные породы, сформировавшиеся в основном в континентальных условиях. Кровля надгоризонта разделяет алевроито-песчаные отложения сеномана и перекрывающие их глинистые осадки турона.

В пределах рассматриваемого района развиты покурские разрезы полуйско-ямало-гыданского и тазовско-уренгойского типов. Полуйско-ямало-гыданский тип разреза покурского надгоризонта выделяется снизу-вверх в объеме танопчинской (верхняя часть), яронгской и марресалинской свит. Верхняя часть *танопчинской свиты* представлена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин алевролитистых с характерными редкими пластами бурых углей (пласты $ТП_1$ – $ТП_{13}$). *Яронгская свита* (K_{1jg}) сложена в основном глинами темно-серыми, алевролитистыми, с пластами песчаников и алевролитов. Наибольшее раз-

витие песчаные пласты получили в верхней части свиты. Среди них пласты $ХМ_6$ – $ХМ_{10}$, $ТП_{10}$ часто содержат скопления УВ. *Марресалинская свита, сеноманский* и частично *альбский ярусы* (K_{2-1ms}) сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Кровля марресалинской свиты разделяет алевроито-песчаные отложения сеномана и трансгрессивно перекрывающие их глинистые осадки турона. К кровле марресалинской свиты, перекрытой региональной покрывшей, приурочены основные скопления сухого газа, образующие крупные по запасам газовые залежи.

В разрезе тазовско-уренгойского типа покурского надгоризонта выделяются нижняя, средняя и верхняя подсвиты. *Нижняя подсвита* представлена песчаниками, чередующимися с глинами и алевролитами. *Средняя подсвита* представлена крупными пачками глин, глинистых алевролитов, иногда углистых, переслаивающихся в сложном сочетании с песчаниками. *Верхняя подсвита* представлена песчаниками, алевролитистыми глинами, нередко углистыми.

Верхнемеловые (без сеномана) отложения объединяются в дербышинский надгоризонт и одноименную серию, формирование которых происходило в условиях длительной морской трансгрессии, продолжавшейся на протяжении всего турон-маастрихтского и раннедатского времени. Дербышинский надгоризонт представлен преимущественно глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников [3].

Геологический разрез изучаемого района представлен на рис. 4.

Помимо распределения и выдержанности отложений по площади и разрезу, необходимо учитывать и *литологический критерий*, определяющий качество коллекторов и покрывшей в объеме нефтегазоносных комплексов (НГК). В изучаемой ЗС на основании результатов анализа влияния тектонических и литолого-стратиграфических критериев на разных глубинах выделяются следующие НГК: альб-сеноманский, неоком-аптский, ачимовский и юрский в составе ниже-среднеюрского подкомплекса, в которых прослеживаются определенные закономерности распределения залежей УВ (таблица).

Сеноманские отложения регионально продуктивны на всей территории северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП). К ним

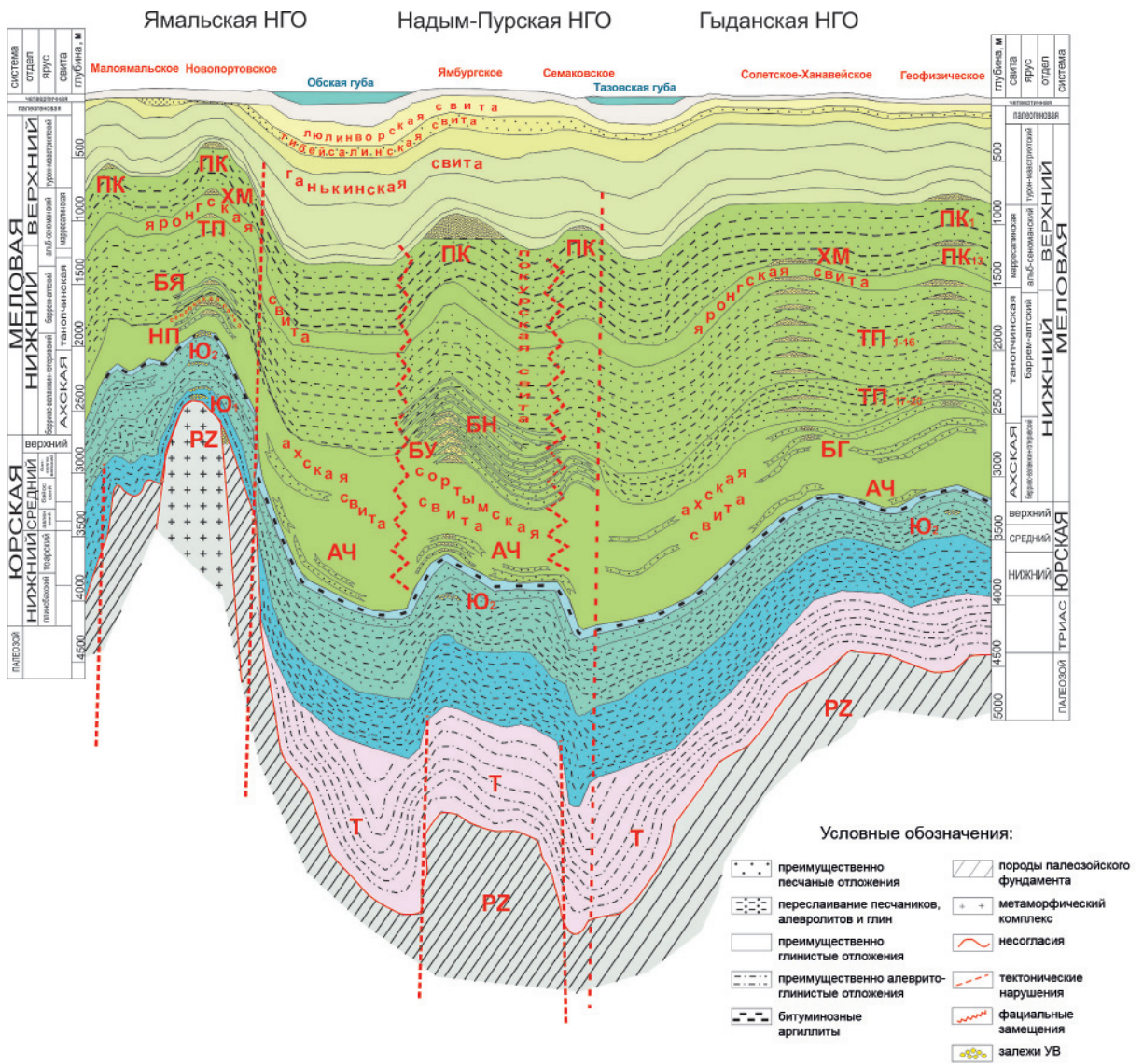


Рис. 4. Геологический разрез мезозойско-кайнозойских отложений зоны сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО (составил И.Б. Извеков по материалам А.Ф. Огнева)¹

приурочены крупные и уникальные залежи газа на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и многих других месторождениях. В изучаемой зоне залежи в сеномане открыты на всех месторождениях Ямальской и Надым-Пурской НГО, исключением служит изучаемая южная часть Гыданской НГО, на территории которой вследствие выровненного рельефа структурной поверхности кровли сеномана скопления газа в сеноманском горизонте выявлены только в части месторождений, что не характерно для северных районов Западной Сибири. Причина заключается в отсутствии замкнутых локальных структур по кровле сеномана.

Все сеноманские залежи северных областей Западной Сибири связаны со структурны-

ми ловушками (локальными поднятиями), высота их зависит от амплитуды структуры по замыкающей изогипсе. По типу залежи являются массивно-пластовыми. Также в изучаемой ЗС в сеномане отмечается наличие элементов тектонического экранирования в ареале Обской и Тазовской губ. Появление здесь тектонически экранированных месторождений и залежей связано с отрицательными структурами типа грабенов, осложняющих поднятия.

¹ Здесь и далее в тексте стратиграфические индексы обозначены согласно принятым Общей и региональным шкалам

Распределение залежей УВ по НКК

Продуктивные комплексы и подкомплексы	Ямал												Надым-Пур-Газовский регион												Гыдан																			
	Обская и Газовская губы						Месторождения						Парусовое						Восточно-Минховское						Ханавейское					Восточно-Бугорное					Трехбугорное					Геофизическое				
	Новопортовское	Ростовцевское	Нурминское	Хамбатейское	Камненномыское	Камненномыское-море	Северо-Камненномыское	Чурьяхинское	Обское	Антипатотинское	Тота-Яхинское	Семаковское	Ямбургское	Южно-Парусовое	Северо-Парусовое	Парусовое	Минховское	Восточно-Минховское	Солетско-Ханавейское	Восточно-Бугорное	Трехбугорное	Геофизическое																						
Сеноман	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (2)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (3)																						
Альб	Г (2)	Г (1)	Г (1)																Г (1)			Г (3)																						
Апт	ГН (4)	Г (2), ГК (1)	Г (5), ГК (1)																Г (6)	Г (1)		Г (8), ГК (1)																						
Баррем		ГК (1)	ГК (3), Г (1), ГН (1)	ГК (1)	ГК (2)	ГК (1)	ГК (3)												Г (1), ГК (1)		Г (1)	ГН (3), ГК (1)																						
Готерив												Г (4), ГК (8), Н (1)																																
Неоком												ГК (44), Н (2), ГКН (2)	ГК (1)																															
Валанжин-берриас	ГК (11), Н (1)	ГК (2), ГН (4)	ГК (3), Н (1)	ГК (2)	ГК (2), НК (1)	ГК (1)							ГК (1)									ГК (2)																						
Ачимовская толща (АТ)				ГК (1)																																								
Верхнеюрский																																												
Юра	ГК (3), ГКН (5), Н (2)										Н (2)	ГК (2)		ГК (1)								ГК (1)																						
Палеозой	ГК (2)																																											

Залежи: Г – газовые, ГК – газоконденсатные, ГН – газонефтяные, Н – нефтяные, (1) – кол-во залежей

 открытые залежи

 непромышленные притоки УВ (пленки нефти)

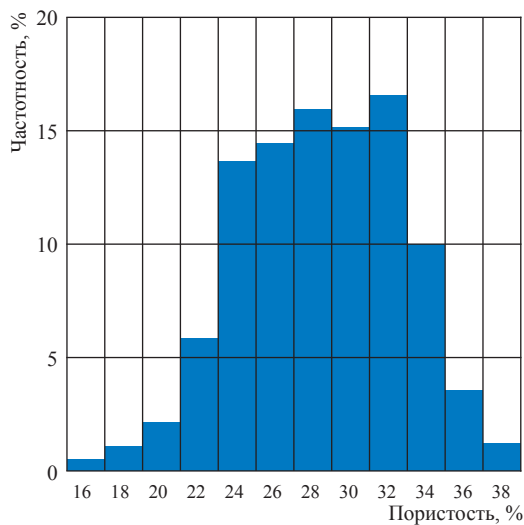
По литологическому составу сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые песчаники и алевролиты, характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Песчаники и крупнозернистые алевролиты обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость 27–38 %. Согласно классификации А.А. Ханина, в пластах ПК отмечается преобладание коллекторов первого-второго классов (проницаемость I класс $> 1000 \cdot 10^{-3}$ мкм², II класс – $500–1000 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Толщины коллекторов в разрезах скважин варьируются в широких пределах 0,4–40,0 м. Прослой глинистых и карбонатных пород изменяются в диапазоне 0,4–18,0 м. На рис. 5 показано распределение значений параметров пористости и проницаемости в породах альб-сеноманских отложений.

Аптский подкомплекс представлен породами континентального и прибрежно-морского генезиса. Залежи УВ в отложениях апта открыты на Нурминском, Ростовцевском, Новопортовском, Геофизическом, Солетско-Хановэйском, Восточно-Бугорном, Минховском, Восточно-Минховском, Северо-Парусовом и Парусовом месторождениях. Ловушки преимущественно структурного и литологического типов. Покрышкой служат глинистые отложения нижнеальбского возраста. Наибольшее количество продуктивных пластов в комплек-

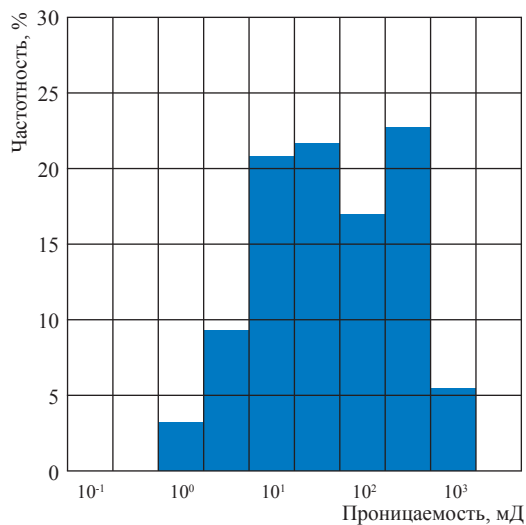
се установлено в северных районах Ямальской и Гыданской НГО. Так, в Малыгинском и Тамбейском нефтегазоносных районах (НГР) число продуктивных пластов в подкомплексе колеблется от 10 до 22, достигая максимума в Тамбейском НГР. В юго-восточном направлении от Тамбейского НГР (район Обской и Тазовской губ) в сторону Мессояхского порога происходит опесчанивание разреза танопчинской и яронгской свит, сокращается количество зональных глинистых покрышек и, как следствие, уменьшается число газонасыщенных резервуаров. На границе фациальных зон Гыданской, Ямальской и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) отмечается отсутствие выдержанных зональных глинистых покрышек, которые могли бы являться флюидоупорами для газовых залежей в апте.

Результаты анализа нефтегазоносности аптских отложений на территории изучаемой зоны говорят о том, что основные запасы газа танопчинской свиты сосредоточены на Гыданском п-ове. Количество залежей в аптских отложениях снижается по мере приближения к Тазовской губе. В ареале Тазовской губы отложения верхней части танопчинской свиты оцениваются как водоносные. На рис. 6 показано распределение значений открытой пористости и проницаемости в породах аптских отложений.

Неокомский подкомплекс в Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской НГО включает валанжинские, готеривские и барремские



а



б

Рис. 5. Распределение коллекторских свойств в породах альб-сеноманских отложений: а – пористость; б – проницаемость

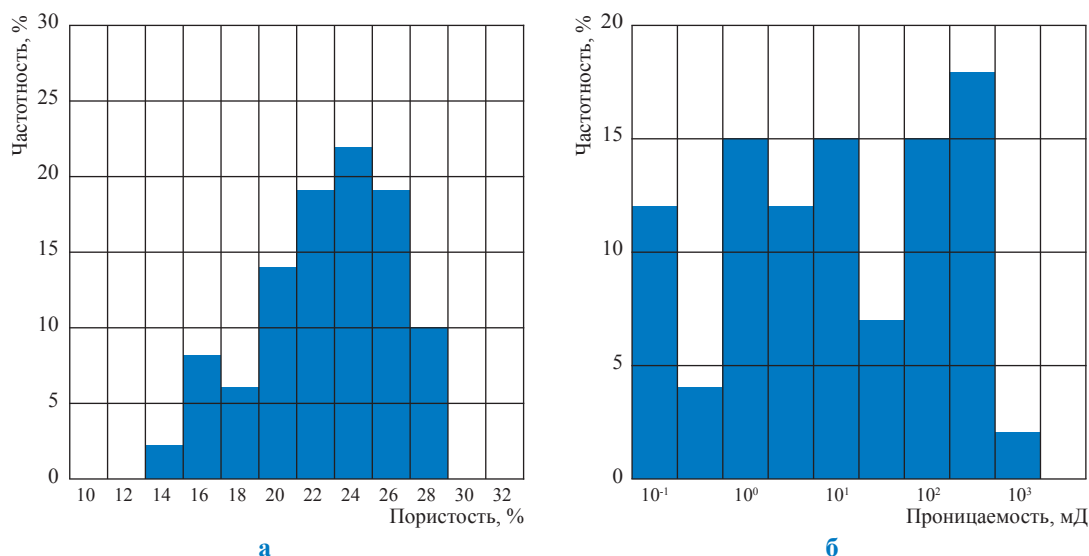


Рис. 6. Распределение коллекторских свойств в породах аптских отложений:
а – пористость; б – проницаемость

отложения и является основным для скоплений жидких УВ в ЗСМП. Отложения комплекса накапливались в морских, прибрежно-морских и континентальных условиях и представлены ритмичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Специфика формирования отложений неокома предопределяет наличие достаточно емких пластовых резервуаров в сочетании с перекрывающими их непроницаемыми глинистыми покрышками, что создает условия для формирования скоплений с промышленными запасами УВ. Характерной особенностью верхней части неокома и апта является наличие большого числа пластов угля мощностью от 0,1–0,5 до 2–3 м.

На севере Надым-Пурской НГО нефтегазоносность неокома наиболее широко представлена на Ямбургском месторождении. Комплекс объединяет преимущественно морские песчано-алеврито-глинистые отложения сортымской и тангаловской свит. В нижней части комплекс сложен преимущественно глинистыми породами с редкими пластами песчаников и алевролитов. Залежи – газоконденсатные, пластовые сводовые, в основном с литологическими экранами по латерали.

В пределах Ямальской и Гыданской НГО комплекс представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты, отложениями нижнетанопчинской подсвиты. Коллекторами являются плохо выдержанные по площади и разрезу пласты песчаников и алевролитов нижнетанопчинской (пласты ТП₁₇–ТП₂₀), новопо-

ртвской (НП₀ и НП₁₀), ямальской (БЯ₁₀–БЯ₁₆) толщ. Преобладающий тип ловушек – литологически экранированные в пределах локальных поднятий.

В Ямальской НГО наибольшее количество залежей УВ в отложениях новопортвской толщи выявлено на Новопортвском месторождении. Почти все залежи – пластовые, литологически экранированные, смешанные по фазовому состоянию (НГК и ГКН). Покрышкой для скоплений УВ в отложениях новопортвской толщи служит глинистая сеяхинская пачка зонального развития (50–70 м). В отложениях ямальской толщи (БЯ₁₀–БЯ₁₈) и нижней части танопчинской свиты (ТП₁₇–ТП₂₀, ТП₂₁–ТП₂₆) залежи УВ выявлены на Ростовцевском, Нурминском и Хамбате́йском месторождениях.

Продуктивность неокома в пределах изучаемой зоны Гыданской НГО доказана на Геофизическом, Солетско-Ханавейском, Трехбугорном, Чугорьяхинском месторождениях. На Геофизическом месторождении в отложениях неокома открыто две нефтяные (ТП₁₈⁰, ТП₁₉) и одна газоконденсатная (ТП₂₂) залежи, на Солетско-Ханавейском – одна газовая (ТП₁₇) и одна газоконденсатная (ТП₂₀) залежи. На Трехбугорном месторождении открыта одна газовая залежь в барремских отложениях (ТП₂₁), на Чугорьяхинском – три газоконденсатные залежи в отложениях танопчинской свиты (ТП₂₀, ТП₂₂, ТП₂₃). Малое количество открытых залежей в низах неокома (выше региональной

покрышки) связано с низкой изученностью района глубоким бурением.

На границе фациальных зон Гыданской, Ямальской и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) разрез неокомских отложений представлен группами пластов ТП₁₇₋₂₀, ТП₂₁₋₂₂, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₄₋₇. Покрышкой для пластов ТП₁₇₋₁₈ служат глинистые отложения нейтинской толщи, для пласта БУ₃ – отложения ен-яхинской толщи, БУ₅ – пимской глинистой пачки, БУ₈⁰ – пачка «шоколадных» глин. Для остальных пластов покрышками служат локальные глинистые пропластки.

На Северо-Парусовом и Парусовом месторождениях открыто по одной нефтяной залежи в неокоме. На Южно-Парусовом месторождении залежь пласта БУ₈⁰¹ – газоконденсатная. На Семаковском лицензионном участке по интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в скв. 54 с неясным характером насыщения выделены пласты БУ₆ и БУ₈¹. На Тота-Яхинском участке пласты БУ₁, БУ₂ и БУ₃, которые не испытаны, по данным ГИС оцениваются как неясные по характеру насыщения.

Коллекторские свойства проницаемых разностей пластов варьируются, отмечают коллекторы III–VI классов, преобладают IV–V класса (по А.А. Ханину). Встречаются антиклинальные, структурно-литологические и тектонически экранированные ловушки. Покрышкой служат преимущественно глинистые

отложения нейтинской толщи нижнеаптского возраста. В пределах Тазовского п-ова эта покрышка сохраняет свои экранирующие свойства лишь вдоль северо-западного побережья и в зоне сочленения Обской и Тазовской губ.

Результаты анализа нефтегазоносности неокомских отложений на территории изучаемой зоны показывают, что размещение залежей УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования толщ. Неокомские отложения по особенностям строения существенно отличаются от выше- и нижезалегающих толщ наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как по разрезу, так и по площади. В северной части Надым-Пурской НГО с разрезом уренгойского типа (сортымская и тангаловская свиты) наиболее перспективной является готерив-валанжинская часть разреза. В изучаемой части п-ова Ямал, представленного разрезом восточно-ямальского типа с выделяемой в его составе новопортовской толщей, залежи УВ распространены в отложениях баремского, готеривского и берриас-валанжинского возраста. На Новопортовском и Ростовцевском месторождениях наибольшее количество залежей открыто в отложениях новопортовской толщи (берриас-низы валанжина). В южной части Гыданской области перспективы нефтегазоносности неокомских отложений связаны с отложениями баррема. На рис. 7 показано распределение свойств

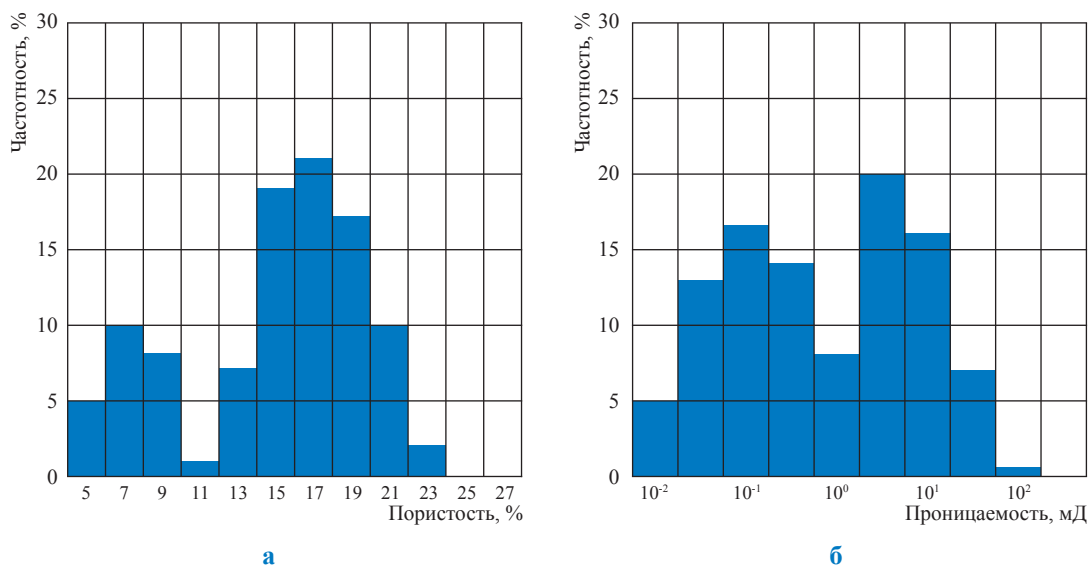


Рис. 7. Распределение коллекторских свойств в породах неокомских отложений: а – пористость; б – проницаемость

открытой пористости и проницаемости в породах отложений неокома.

Ачимовский НГК на севере Надым-Пур-Тазовского региона регионально продуктивен, однако на Гыдане и Ямале его распространение проблематично, нефтегазоносность не доказана. На сейсмических разрезах горизонты АТ имеют клиноформный рисунок, когда синхронными границами соединяются пласты АТ и шельфовые пласты.

Условия формирования осадков и вторичные процессы, происходившие в меловое время, определили своеобразие фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ачимовских отложений. Следует отметить, что зоны наилучших коллекторских свойств не совпадают с ареалами лучшей гранулометрической отсортированности песчаников. Это свидетельствует о том, что значительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают вторичные процессы и трещиноватость.

По результатам литолого-петрофизических исследований установлено, что терригенные породы, слагающие ачимовские пласты, представлены мелкозернистыми алевропесчаниками и песчанистыми алевритами. По данным гранулометрического анализа в шлифах определено, что песчаники и алевролиты ачимовских пластов содержат 25–70 % мелкопесчаной, 25–65 % алевритовой и 10–20 % глинистой фракций. Для ачимовских коллекторов характерно присутствие участков карбонатизации, карбонатные песчаники полностью утрачивают полезную емкость и переходят в плотные разности. Глинистые перемычки между пластами сложены тонкодисперсными аргиллитами иллит-хлоритового состава, обогащенными углефицированной органикой. Величины ФЕС ачимовских коллекторов часто низкие, проницаемость изменяется от 1 до 10 мкм² (часто доли), открытая пористость 14–18 %, цемент коллекторов – глинисто-карбонатный.

На Ямбургском месторождении в АТ открыты 4 нефтяные (в пластах Ач₅, Ач₄, Ач₃, Ач₃⁰) и 9 газоконденсатных (в пластах Ач₆⁴, Ач₆², Ач₃⁰¹, Ач₁, Ач₂, Ач₁, Ач₀, Ач₀₀⁴, АчБУ₁₂) литологически экранированных залежей. Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщиной морских нижневаланжинских глин большой мощности. Песчано-алевролитовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, об-

разуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников, ориентированных с севера на юг. Ачимовский НГК является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза.

Характерная особенность ачимовских отложений – резкая литологическая изменчивость. Стандартные геофизические методы исследования скважин недостаточно уверенно выделяют эффективные толщины, что создает серьезные трудности в их прогнозировании.

Отложения ниже-среднеюрского подкомплекса развиты на севере повсеместно, но залегают обычно на больших глубинах, вскрыты в пределах структур единичными скважинами и изучены относительно слабо, за исключением Новопортовского месторождения. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты породы комплекса, получены прямые признаки продуктивности юрских отложений. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ. В изучаемом районе залежи в ниже-среднеюрских отложениях открыты на п-овах Ямал (Новопортовское месторождение: пласты Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄, Ю₅), Гыдан (Геофизическое месторождение: пласт Ю₂) и Тазовском (Ямбургское месторождение: пласты Ю₁¹, Ю₂). Непромьшленные притоки УВ получены на Парусовом (пласт Ю₆), Северо-Парусовом (пласт Ю₁¹) и Семаковском (пласты Ю₀, Ю₂) месторождениях.

В результате анализа петрофизических свойств ачимовских и юрских отложений было отмечено значительное сходство их петрофизических параметров. На рис. 8 показано распределение значений открытой пористости и проницаемости в породах ачимовских и юрских отложений.

Учитывая выделенные ранее критерии поиска, можно дать следующие рекомендации по перспективам дальнейших поисков и разведки месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО.

1. Сенноманские отложения регионально продуктивны на всей территории ЗСМП, однако в южной части п-ова Гыдан вследствие выровненности рельефа структурной поверхности кровли сенномана скопления газа отмечены только на двух (Минховское, Геофизическое) из шести рассматриваемых месторождений, что

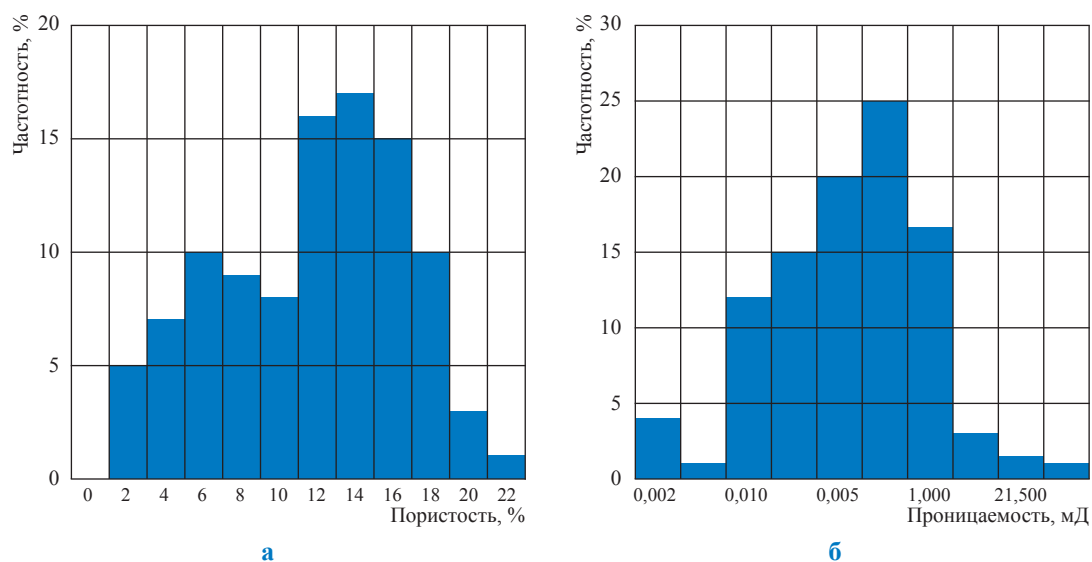


Рис. 8. Распределение коллекторских свойств в породах ачимовских и юрских отложений: а – пористость; б – проницаемость

не характерно для северных районов ЗСМП. Следовательно, перспективы поиска залежей в сеноманских отложениях на п-ове Гыдан невысоки. Основные перспективы связаны с до-разведкой сеноманских залежей в акватории Тазовской губы.

2. Аптский подкомплекс наиболее перспективен для поисков скоплений УВ в северных районах Ямальской и Гыданской НГО. Перспективы нефтегазоносности аптского подкомплекса снижаются в юго-восточном направлении в сторону Мессояхского порога вследствие сокращения количества зональных глинистых покровов в разрезе танопчинской и яронгской свит. На п-ове Гыдан с аптскими отложениями связано наибольшее количество открытых залежей УВ и большинство запасов газа. Перспективы открытия залежей УВ в аптских отложениях достаточно высоки в районе Южно-Гыданского куполовидного поднятия, Тота-Яхинского структурного мыса и Приречного куполовидного поднятия.

3. Неокомские отложения регионально продуктивны на территории ЗСМП. Они отличаются ярко выраженной фациальной и литологической изменчивостью по разрезу и по площади. Размещение УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования ловушек. Следует отметить, что на п-ове Гыдан в отложениях неокома отмечается наличие большого количества пластов и линз угля в танопчинской свите. На п-ове Гыдан перспективы поиска газовых залежей ввиду наличия большого количе-

ства пластов угля в неокоме связаны с литологически экранированными ловушками неантиклинального типа, прослеживающимися в нижней части танопчинской (баррем) и в верхней ахской (готерив) свитах как в изучаемой южной части полуострова, так и на всей его территории.

4. Ачимовская толща является одним из наиболее сложных объектов разреза. Ее особенность – резкая литологическая изменчивость. Наиболее перспективным районом для поисков скоплений УВ в АТ в изучаемом районе является Надым-Пурская НГО с развитой частью клиноморфных тел в нижнемеловых отложениях, также определенные перспективы открытия залежей в АТ связываются с южной частью п-ова Гыдан.

5. Юрские отложения в северных районах ЗСМП развиты повсеместно, но залегают на больших глубинах и относительно слабо изучены глубоким бурением. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ.

Таким образом, в рассматриваемой ЗС Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО дальнейшие перспективы нефтегазоносности связаны в большей степени с наименее исследованной и высокоперспективной Гыданской НГО, изучение которой на сегодняшний день становится одним из самых приоритетных направлений исследований с точки зрения выполнения минерально-сырьевой базы России.

Список литературы

1. Огнев А.Ф. Разломно-сдвиговые деформации при коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков и их влияние на распределение газа в массивных ловушках сеноманских отложений по результатам 2D и 3D сейсмогеологического моделирования в акватории Тазовской губы и прилегающих участков суши / А.Ф. Огнев, В.А. Холодилов, М.Л. Цемкало и др. // Сб. докладов III Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2010), ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 14–15 сентября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010.
2. Сурков В.С. Нижне-среднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты – особенности его строения и нефтегазоносность / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Ф.Г. Гурари и др. // Геология и геофизика. Т. 45. – 2004. – С. 55–58.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003.
4. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.
5. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – С. 43–158.
6. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
7. Огнев А.Ф. Особенности формирования месторождений газа и нефти в динамически активной зоне Мессояхского порога Обско-Тазовского мелководья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А.Ф. Огнев, Н.А. Туренков // Сб. докладов 8-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа СНГ RAO\CIS Offshore 2007, Санкт-Петербург, 11–13 сентября 2007 г. – СПб., 2007.