

Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна

Мезозойские отложения Баренцевоморского шельфа обладают подтвержденной нефтегазоносностью, однако, перспективы и распределение ресурсов углеводородов по сей день до конца не выяснены. На основе принципов секвентной стратиграфии и циклостратиграфического подхода рассмотрены углеводородные системы мезозойского разреза Баренцевоморского региона. С целью охарактеризовать распределение и качество нефтегазоматеринских толщ, флюидоупоров и природных резервуаров проведены геохимические, литологические и петрофизические исследования, а так же моделирование процессов генерации и миграции углеводородов в восточной части Баренцевоморского шельфа.

Ключевые слова: Баренцевоморский шельф, перспективы нефтегазоносности, углеводородные системы, сейсмостратиграфия, цикличность.

Введение

Основная часть разведанных запасов углеводородов Баренцевоморского шельфа приурочена к юрским и триасовым резервуарам руслового, дельтового, барового и мелководно-морского генезиса. В восточной части (русской) Баренцевоморского шельфа открыто пять газовых и газоконденсатных месторождений в триасовых и юрских отложениях, а так же зафиксированы газопроявления в меловых образованиях (Борисов и др., 1995). В западной части (норвежской) в разновозрастных породах открыты и разведаны нефтяные месторождения, известны так же непромышленные скопления нефти в меловых породах (Seldal, 2005). Устойчивое прогибание осадочных бассейнов шельфа Баренцева моря и дальнейшие инверсионные процессы обусловили формирование мезозойских углеводородных систем. Характер распространения и качество нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и природных резервуаров мезозойского возраста обусловлены палеогеографическими условиями их образования и цикличностью осадконакопления. Тектонические процессы (инверсия) и колебания уровня моря определили формирование ловушек различного типа. Изучение свойств резервуаров, НГМТ, раздельный фазовый прогноз скоплений углеводородов и оконтуривание перспективных объектов – важнейшее направление научных исследований на этапе поисковых и геологоразведочных работ в регионе.

1. Основные принципы изучения углеводородных систем

Изучение характеристик мезозойских углеводородных (УВ) систем Баренцевоморского шельфа (БМШ) основано на принципах секвентной стратиграфии и циклостратиграфии. Сейсмостратиграфический анализ региональных временных сейсмических разрезов (ВСР) применяется для изучения геологического строения основных осадочных комплексов или сейсмостратиграфических комплексов (ССК), соответствующих в рамках циклостратиграфического подхода крупным циклитам. Метод секвентной стратиграфии позволяет на основе совместного анализа скважинных, в первую очередь каротажных, и сейсмических

данных проследить цикличность осадконакопления, связанную с колебаниями относительного уровня моря, и латеральное изменение фаций (Catuneanu, 2006).

В классической секвентной стратиграфии границы секвенций соответствуют поверхностям максимальной регрессии моря и выделяются по подошве базальной песчаной пачки (низкие значения гамма-каротажа – ГК). В пределах секвенции выделяются системные тракты, то есть фациальные ряды, сформировавшиеся при разном относительном уровне моря: нижний системный тракт (падение и начало подъема уровня моря), трансгрессивный системный тракт (возрастающая трансгрессия моря до поверхности максимального затопления) и верхний системный тракт (замедление подъема уровня моря после максимальной трансгрессии и начало его падения).

Глинистая толща является маркером морской трансгрессии, ее подошва фиксирует поверхность затопления и начало нового цикла осадконакопления. Поверхность затопления принимается за границу циклита или секвенции, однако, может и не совпадать с ней, если в пределах цикла развиты отложения низкого стояния уровня моря. Поверхность затопления, как правило, четко выражена на сейсмических разрезах, что позволяет увязать циклиты, выделенные по скважинам, с ССК и секвенциями, выделенными по сейсмическим данным. Надежнее всего выделяются и коррелируются на сейсмических профилях наиболее глинистые части разреза (высокие значения ГК), соответствующие поверхностям максимального затопления. Они лучше прослеживаются и на сейсмических данных в виде ярких высокоамплитудных отражающих горизонтов (ОГ). При этом регрессивные клиноформенные комплексы, соответствующие верхним системным трактам, образуют по отношению к поверхности максимального затопления несогласие типа подошвенного прилегания.

Конденсированные глинистые отложения, сформированные во время максимального затопления, в пределах циклита являются наиболее глинистыми и наиболее обогащенными ОВ. Песчано-алевритовые отложения верхней толщи рассматриваются в качестве коллекторов. Глинистая толща, имеющая региональное распространение, выступает

в роли регионального флюидоупора. Таким образом, в каждом циклите обнаруживается НГМТ того или иного качества и потенциальные коллекторские горизонты.

2. Сеймостратиграфические комплексы мезозоя БМШ

В разрезе мезозойских отложений БМШ можно выделить четыре ССК: триасовый, юрский, нижнемеловой нео-

комский и нижне-верхнемеловой комплексы. Все комплексы разделены поверхностями несогласия и представляют собой осадочные комплексы, сформированные в различные этапы развития бассейна седиментации (Рис. 1).

Триасовый ССК ограничен в подошве поверхностью предтриасового несогласия (ОГ А), выраженного в бортовых частях Южно-Баренцевской впадины, а в кровле – поверхностью рэтского несогласия (ОГ Б). Общая мощность триасового ССК достигает 8-9 км

в Южно-Баренцевской впадине и 10,5-12 км в Предновоземельском прогибе. Внутритриасовые ОГ А', А2 и А3 позволяют разделить триасовый ССК на 4 подкомплекса.

Индский подкомплекс на сейсмических профилях имеет клиноформное строение. Клиноформы характеризуются сигмовидным рисунком сейсмических отражений, которые образуют несогласие типа подошвенного прилегания к нижележащей поверхности максимального затопления (Рис. 2). Наблюдается смещение перегиба клиноформ в западном и северо-западном направлении, что указывает на проградационное заполнение бассейна в результате интенсивного приноса терригенного материала. Мощность индского подкомплекса максимальна в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе, где она достигает 3,6-4 км, и сокращается в западном и северо-западном направлении до 1,7-2 км из-за выпадения нижнеиндских секвенций из разреза.

Оленекский подкомплекс отличается от индского на юго-востоке БМШ. Для сейсмической записи характерно отсутствие клиноформ, наличие высокочастотных и средне- до высокоамплитудных отражений, образующих бугристый рисунок, типичный для аллю-

Стратиграфия			Несогласия и границы циклов	Отражающие горизонты	Характер границы	Волновая картина
Система	Отдел	Ярус				
Меловая	Верхний	Верхний		← K6/кровля K1		
		Нижний	Альбский	← K5		
	Нижний	Аптский	← K4			
		Барремский	← K3			
		Готеривский	← K2			
		Валанжинский	← K1			
		Берриасский	← В/BCU (K0)			
Юрская	Верхний	Титонский				
		Кимериджский				
		Окефордский				
	Средний	Келловейский	← В2/подошва J2cl			
		Батский				
		Байосский	← В1/подошва J2bj			
		Ааленский				
	Нижний	Тоарский				
		Плинебахский				
		Синемюрский				
		Геттангский	← Б/ВJU			
Триасовая	Верхний	Норийский				
		Карнийский	← А3			
	Средний	Ладинский	← А2			
		Анизийский	← А1			
	Нижний	Оленекский				
Индский	← А					
Пермская						

Рис. 1. Мезозойские сеймостратиграфические комплексы Баренцевоморского шельфа.

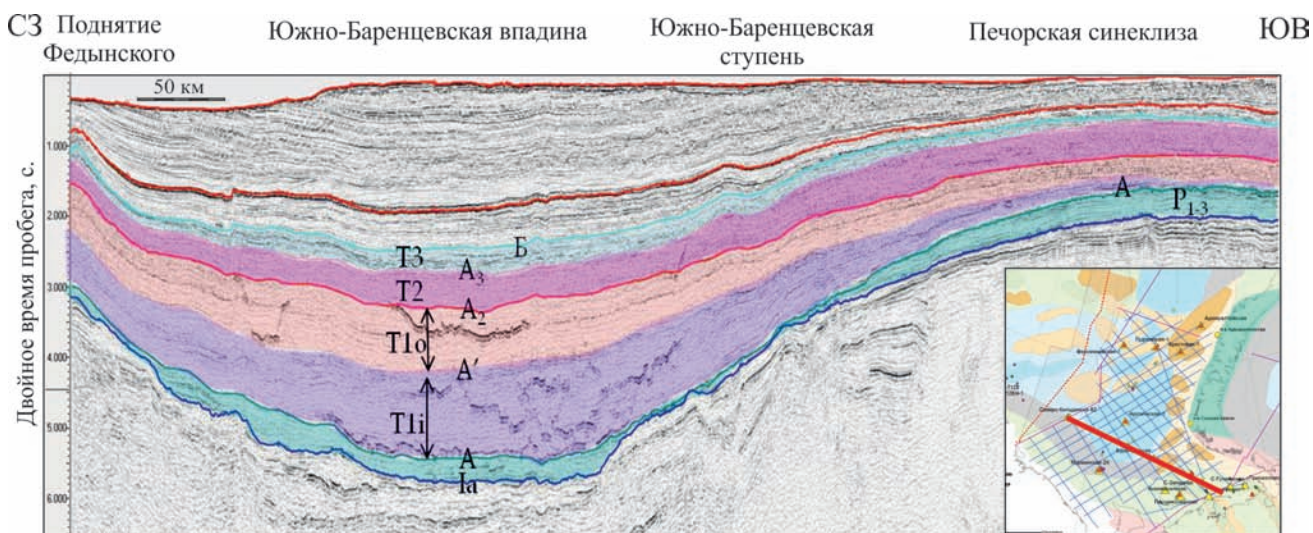


Рис. 2. Сеймостратиграфические комплексы верхнепермско-триасовых отложений Баренцевоморского шельфа.

виально-дельтовой равнины. Перегибы клиноформ картируются только в западных и северо-западных районах БМШ (Glorstad-Clark et al., 2010), куда осадочный материал поступал в периоды регрессии моря, постепенно заполняя область некомпенсированного осадконакопления. Мощность оленекского подкомплекса достигает 2,2-3 км в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе (Рис. 2).

Среднетриасовый подкомплекс ограничен в подошве протяженным ОГ А2, приуроченным к границе оленекского и анизийского ярусов. Внутри подкомплекса отмечается наличие субпараллельных высокоамплитудных отражающих горизонтов, которые удается трассировать на значительные расстояния. Эти отражения отвечают этапам морской трансгрессии в среднем триасе и формированию выдержанных по площади глинистых интервалов разреза. Клиноформенные тела в восточном секторе БМШ в среднетриасовом подкомплексе не наблюдаются, однако норвежские исследователи отмечают дальнейшую проградацию дельтовой равнины на северо-запад и запад до острова Надежды (Glorstad-Clark et al., 2010). Мощность среднетриасового подкомплекса составляет 1,2-1,6 км в Южно-Баренцевской впадине и 1,6-3,8 км в центральной части Предновоземельского прогиба (Рис. 2). По скважинным данным в среднетриасовом подкомплексе выделены анизийская и ладинская секвенции (Рис. 3).

Верхнетриасовый подкомплекс ограничен в подошве ОГ А3, приуроченным к перерыву в осадконакоплении на границе среднего и верхнего триаса. Верхняя граница подкомплекса (ОГ Б) связана с рэзским несогласием на границе триаса и юры. Верхнетриасовый подкомплекс характеризуется средне- и высокоамплитудными, высокочастотными, протяженными, параллельными и субпараллельными сейсмическими отражениями (Рис. 2). Верхнетриасовые клиноформы картиру-

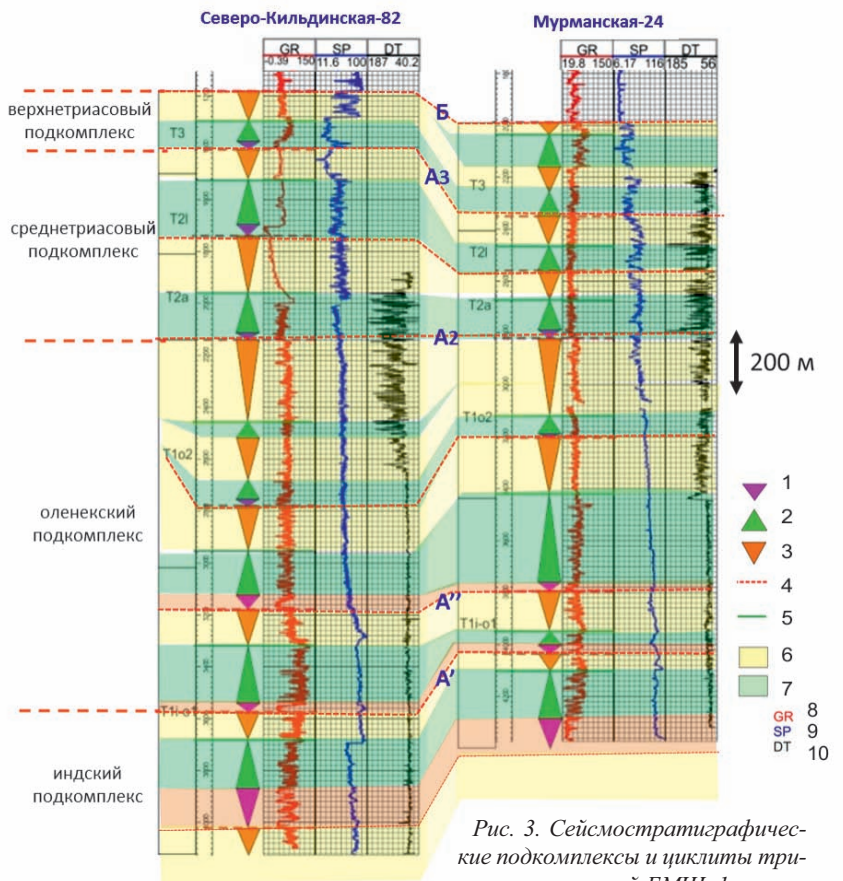


Рис. 3. Сейсмостратиграфические подкомплексы и циклиты триасовых отложений БМШ. 1 – нижний системный тракт, 2 – трансгрессивный системный тракт, 3 – верхний системный тракт, 4 – границы секвенций, 5 – поверхности максимального затопления, 6 – регрессивная пачка, 7 – трансгрессивная пачка, 8 – гаммакартаж, 9 – собственная поляризация, 10 – акустический каротаж.

ются лишь на западе и северо-западе норвежского шельфа (Glorstad-Clark et al., 2010), достигают восточной оконечности Шпицбергена. Мощности подкомплекса меняются от 100-300 до 1000 м. Наблюдается уменьшение мощностей в Предновоземельском прогибе, что может свидетельствовать об уменьшении поступления материала со стороны арх. Новая Земля.

ются лишь на западе и северо-западе норвежского шельфа (Glorstad-Clark et al., 2010), достигают восточной оконечности Шпицбергена. Мощности подкомплекса меняются от 100-300 до 1000 м. Наблюдается уменьшение мощностей в Предновоземельском прогибе, что может свидетельствовать об уменьшении поступления материала со стороны арх. Новая Земля.

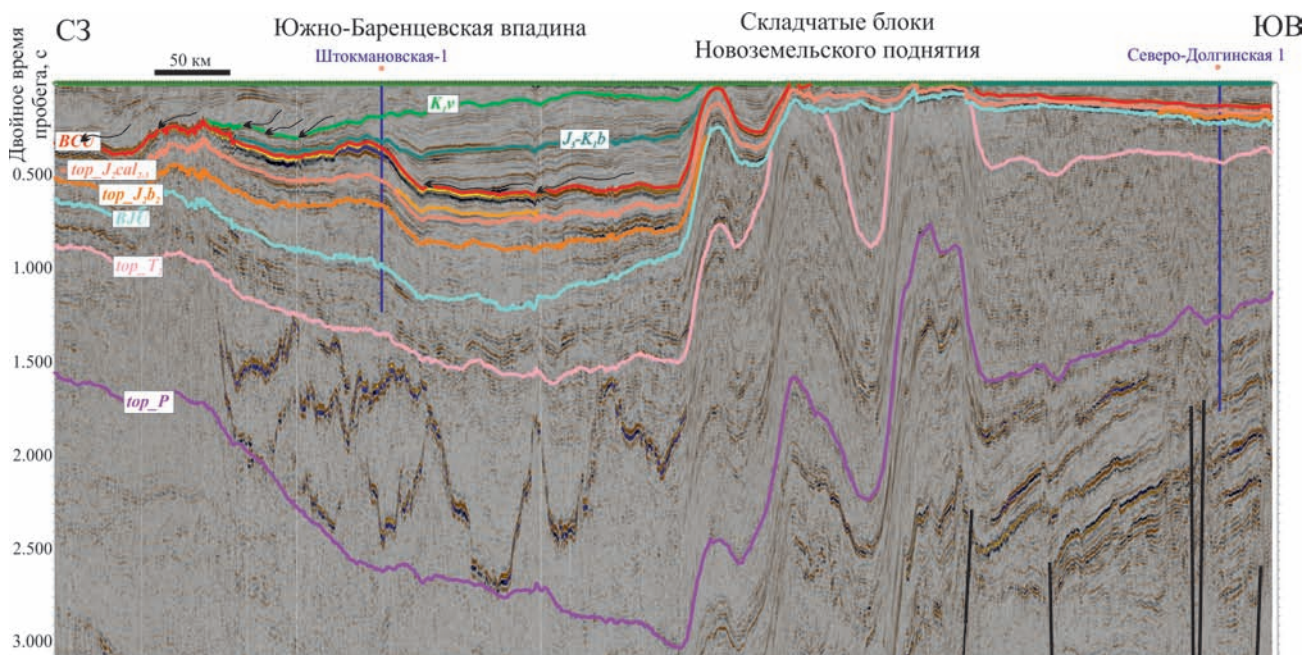


Рис. 4. Сейсмостратиграфические комплексы юрских отложений Баренцевоморского шельфа.

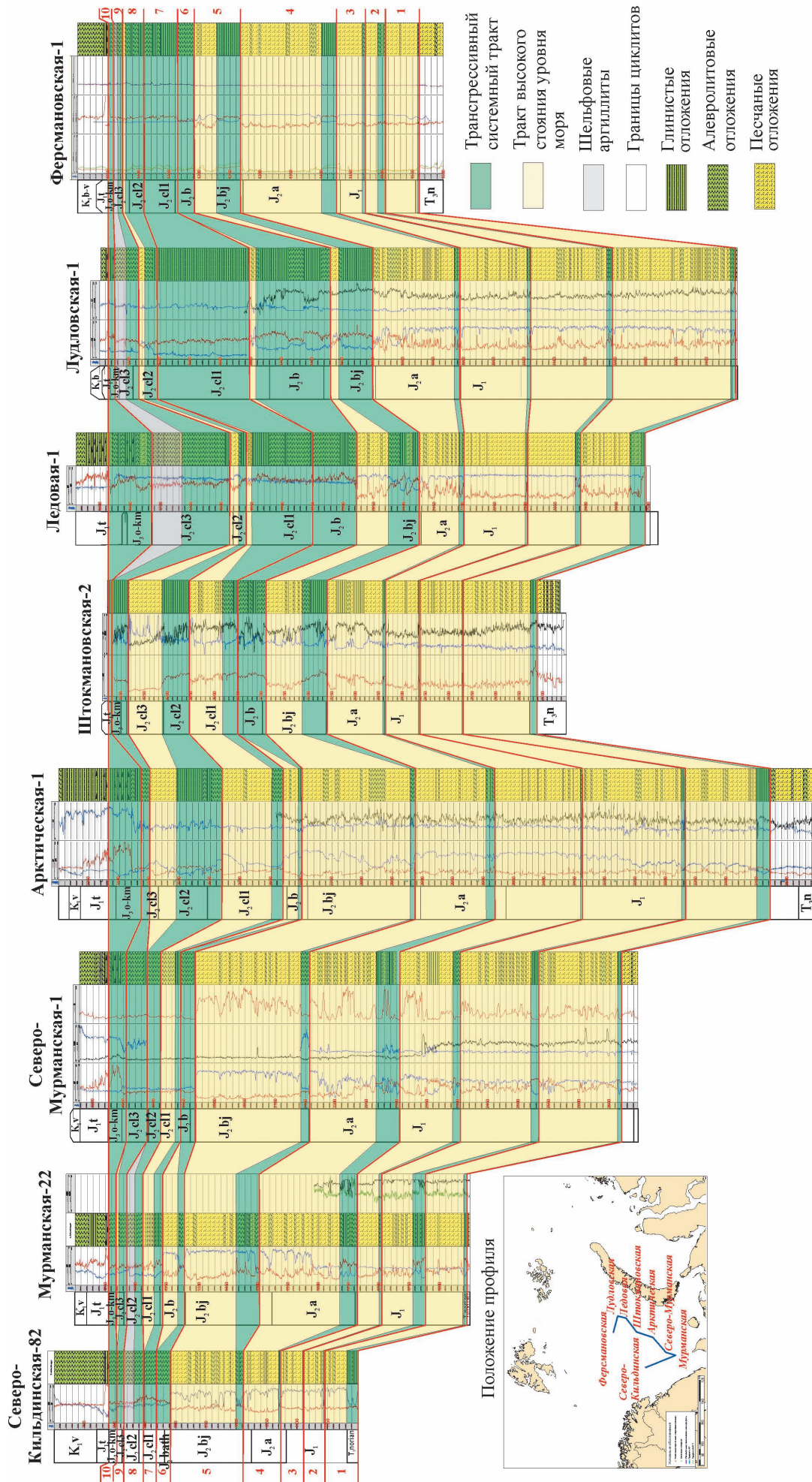


Рис. 5. Сейсмостратиграфические подкомплексы и циклиты юрских отложений Баренцево-мурского шельфа.

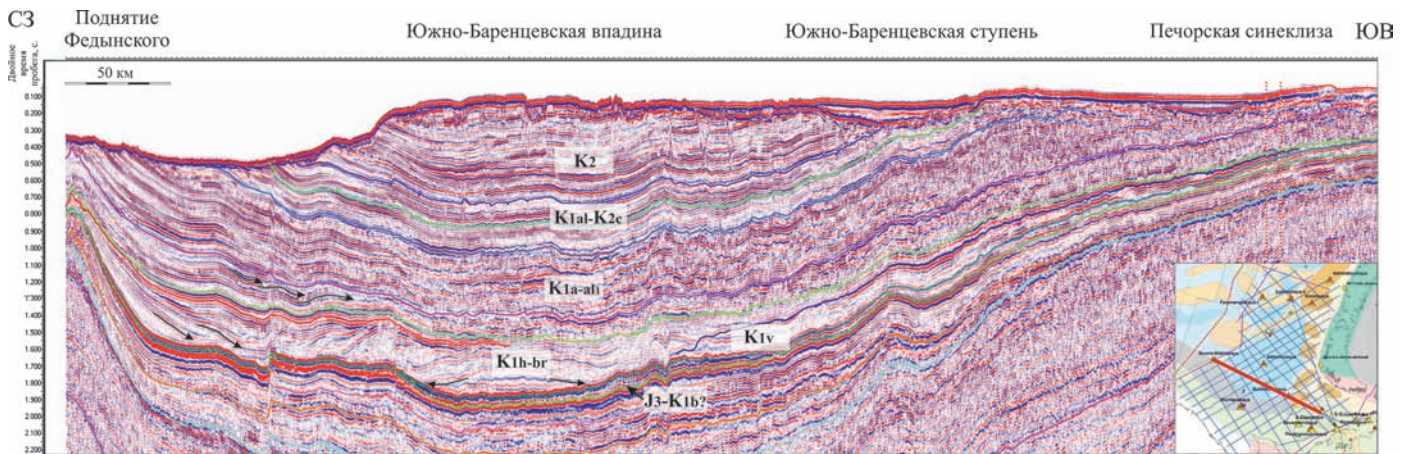


Рис. 6. Сеймостратиграфические комплексы верхнеюрско-меловых отложений Баренцевоморского шельфа.

В разрезе карнийского и норийского ярусов по каротажным диаграммам выделяется 2 секвенции (Рис. 3).

Юрский ССК ограничен в подошве поверхностью рэтского эрозионного несогласия, в кровле поверхностью несогласия в подошве меловых отложений (Рис. 4). В западной части БМШ мощность юрского комплекса составляет около 300 метров, в то время как в восточной части мощность его увеличивается до 800-1200 м, достигая максимума – 1500 м – в центральной части Южно-Баренцево-морской впадины. В бортовых зонах и на сводах поднятий мощность юрского ССК сокращается до полного выклинивания. Юрский ССК расчленяется на три сеймоподкомплекса, которые отделены друг от друга поверхностями ааленбайосского В1(J2b) и предкелловейского В2(J2c) несогласий.

Верхняя граница юрского ССК представлена ярким горизонтом В (BCU), который приурочен к кровле верхнеюрских «черных» глин. Этот опорный горизонт и прослеживается по всему БМШ. Для него характерны несогласия типа подошвенного налегания и прилегания. Нижняя граница юрского ССК (ОГ В) в центральной части бассейна нечеткая и привязывается по отдельным скважинам. Резкое угловое несогласие между триасовыми и юрскими отложениями наблюдаются вблизи архипелага Новая Земля.

Нижнеюрско-ааленский и байосс-батский среднеюрский сеймостратиграфические подкомплексы на ВСР характеризуется хаотичной записью, что указывает в пользу аллювиально-дельтового генезиса отложений. В районе Штокмановской седловины различимы отдельные русловые врезы в байосских отложениях. Верхняя граница байосс-батского аллювиально-дельтового подкомплекса связана с сейсмическим репером, соответствующим региональной батской трансгрессии морского бассейна. На сейсмических разрезах на склонах поднятий в толще байосс-батских отложений нередко фиксируется присутствие клиноподобных тел.

В келловейском-верхнеюрском подкомплексе по сейсмическим профилям выделяет-

ся тела барового генезиса, которые на своих периферийных частях образуют несогласия типа подошвенного налегания, а так же одиночные врезанные долины. Келловейские песчаные фации также отчетливо наблюдаются на каротажных диаграммах Арктической, Штокмановской, Ледовой, Лудловской скважин, которые связаны с устьевым баром. Проградационный келловейский комплекс берет свое начало со стороны Новоземельской складчатой области и наблюдается в районе Ледовой и Лудловской площадей. В юрском ССК выделяется 10 секвенций (Рис. 5).

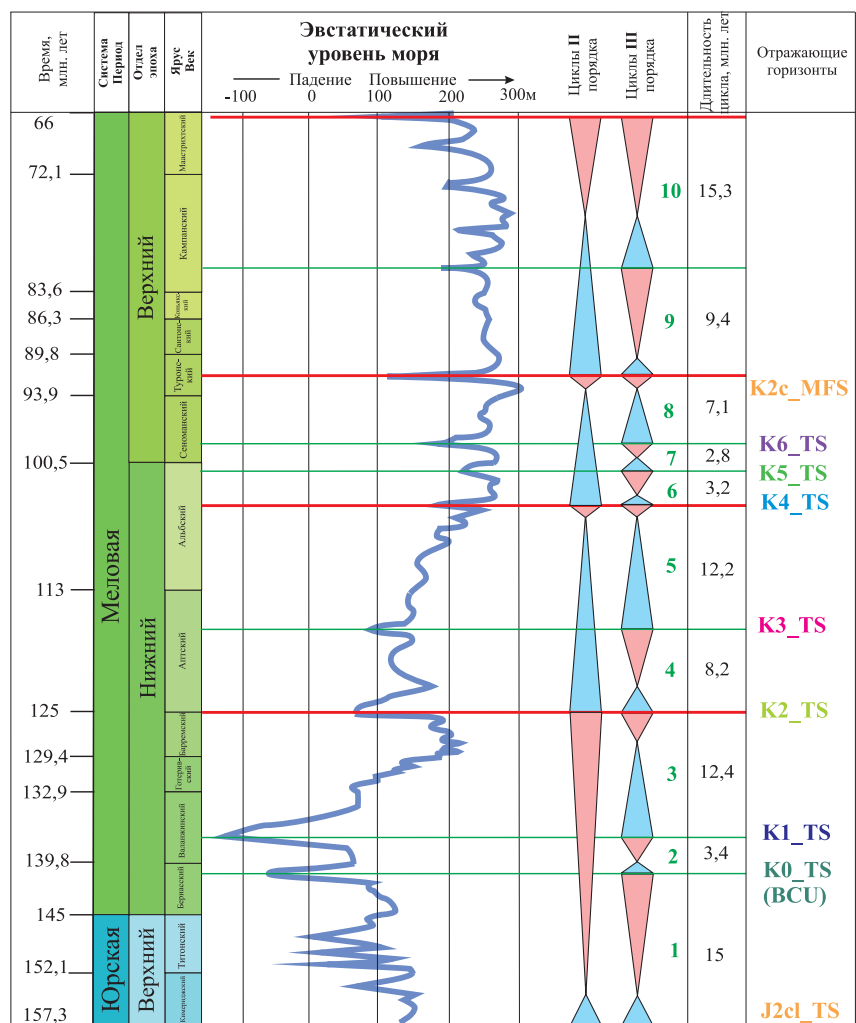


Рис. 7. Эвстатические изменения уровня моря и цикличность осадконакопления в Баренцевоморском регионе в позднеюрское и меловое время.

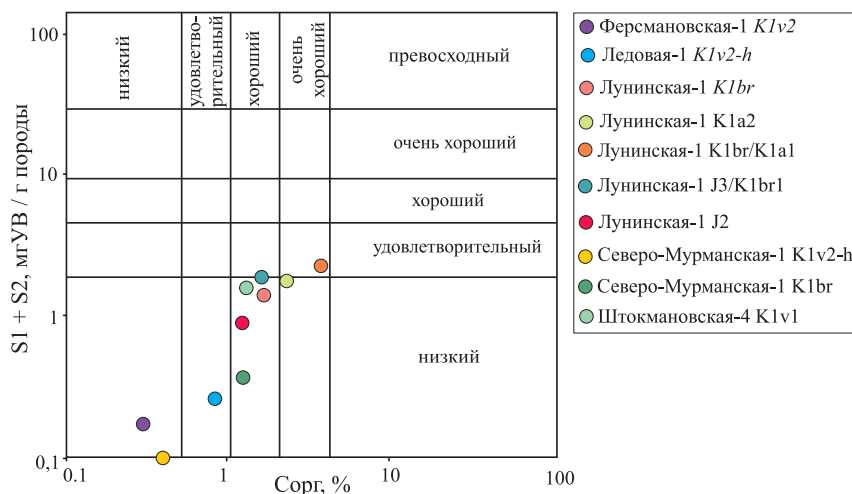


Рис. 8. Потенциал меловых нефтегазоматеринских толщ Южно-Баренцевской впадины.

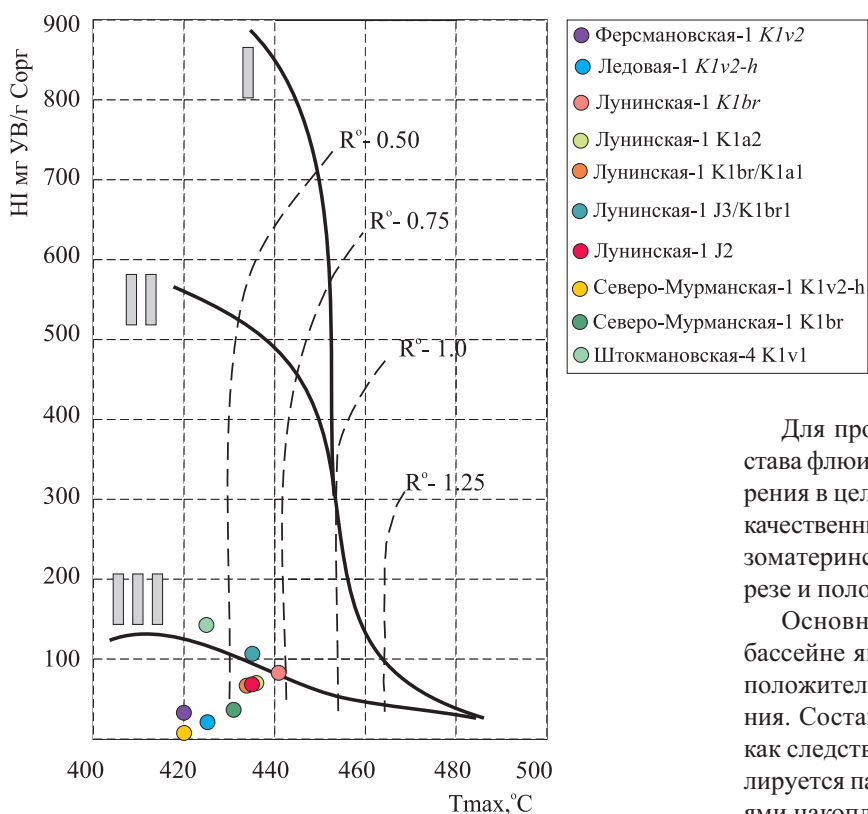


Рис. 9. Тип органического вещества меловых отложений Южно-Баренцевской впадины.

Нижняя граница **неокомского ССК** определяется нижнемеловым несогласием (ОГ В), которое выражено в центральной части впадины в виде подошвенного прилегания нижнемеловых клиноформ к кровле верхнеюрских конденсированных глинистых отложений (Рис. 6). Верхняя граница выражена в виде несогласия, сформированного на рубеже барремского и аптского веков, выраженного на ВСР кровельным прилеганием. Неокомский ССК характеризуется клиноформным строением и подразделяется на 3 секвенции (Рис. 7). Направление проградации в нижней части ССК южное, юго-западное и западное, в то время как клиноформы третьей секвенции проградировали преимущественно в южном направлении. Мощность неокомского клиноформного комплекса достигает 800 м в

центральной части ЮБВ, сокращаясь в бортовых частях впадины. Наблюдается выклинивание отложений на склоне архипелага Новая Земля и срезание в районе свода Федьнского. Высота клиноформ порядка 200 м указывает на условия открытого шельфа при соответствующей глубине моря (Каюкова, Сулова, 2015).

Нижне-верхнемеловой ССК в кровле ограничен поверхностью современного морского дна, сформированного ледниковыми эрозионными процессами в кайнозойское время. ССК имеет субпараллельное строение и подразделяется на 2 подкомплекса – *апт-нижнеальбский* и *альб-сеноманский*, в пределах которых выделяется 5 секвенций (Рис. 7). Для нижнего подкомплекса характерны хаотичные, линзовидные внутренние отражения, а так же мелкие проградационные тела, что может указывать на обстановки прибрежной дельтовой равнины. Альб-сеноманский комплекс охарактеризован протяженными высокоамплитудными внутренними отражениями, которые связаны с мелководно-морскими условиями осадконакопления. Мощность комплекса достигает 1200 м в западной части ЮБВ, сокращаясь в направлении к Тимано-Печорскому бассейну.

3. Нефтегазоматеринские толщи и очаги нефтеобразования

Для прогноза направления миграции и фазового состава флюидов в залежах и повышения эффективности бурения в целом необходимо иметь четкое представление о качественных и количественных характеристиках нефтегазоматеринских пород, их изменении по площади и в разрезе и положении очагов генерации УВ.

Основными источниками УВ в Баренцевоморском бассейне являются пермско-триасовые, юрские и, предположительно, меловые нефтегазоматеринские отложения. Состав исходного органического вещества (ОВ), и, как следствие, генерационный потенциал НГМТ контролируется палеогеографическими и фациальными условиями накопления толщи (Кiryukhina и др., 2012; Norina и др., 2014). НГМТ наилучшего качества приурочены к конденсированным глинистым отложениям, сформированным в наиболее глубокой части морского бассейна в периоды максимальной трансгрессии. Эти толщи определяются на каротажных диаграммах как маломощные (первые десятки метров) глинистые пакки с максимальной радиоактивностью; на сейсмических разрезах эти толщи приурочены к наиболее ярким ОГ, связанным с поверхностями максимального затопления.

Среди триасовых отложений наилучшими генерационными характеристиками в западной части БМШ обладают нижне и средне-триасовые отложения с сапропелевым и гумусово-сапропелевым ОВ и верхнетриасовые отложения с гумусовым ОВ (Кiryukhina и др., 2012), в восточной части шельфа наиболее высоким потенциалом обладают верхнетриасовые отложения, содержащие гумусово-сапропелевое ОВ.

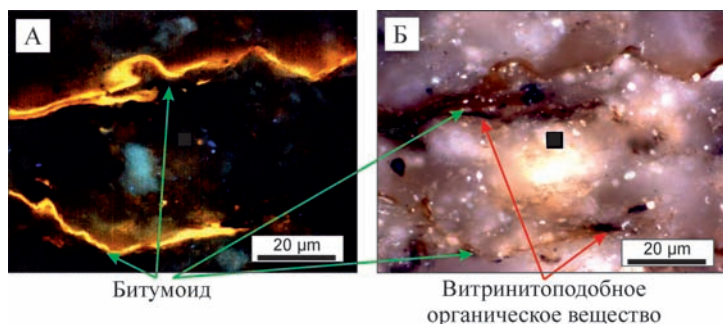


Рис. 10. Включения органического вещества и битумоида в среднеюрских аален-батских отложениях Арктической площади. А – в ультрафиолетовом свете; Б – в отраженном свете.

В юрских отложениях наибольшим генерационным потенциалом обладают «черные глины» позднеюрского возраста, обогащенные ОВ сапропелевого типа, но свой вклад в ресурсный потенциал бассейна вносят так же нижнеюрская НГМТ с ОВ гумусового типа и среднеюрские аален-батские и келловейские НГМТ (Кирюхина, 2013).

Меловые отложения, несмотря на слабую степень катагенетического преобразования, так же содержат НГМТ. Согласно результатам пиролитических исследований, меловые глинисто-алевритовые отложения Баренцевоморского шельфа обогащены ОВ третьего типа (гумусовое), обладают низким и удовлетворительным генерационным потенциалом (Рис. 8, 9).

Содержание органического углерода (Сорг) колеблется от 0,35 до 3,14%, в то время как водородный индекс (НИ) не превышает 142 мг УВ/г Сорг. Генерационный потенциал изменяется в пределах от 0,11 до 2,46 мг УВ/г породы. Важно отметить, что наилучшими показателями обладают глинистые отложения, сформированные в позднебарремское – раннеаптское время.

Углететрографическое исследование образцов керна Лудловской и Арктической площадей показало, что аален-батские породы содержат большое количество линзовидных включений витринита и витринитоподобного аморф-

ного ОВ, часто деформированных минеральными зернами. Вокруг включений ОВ и в межзерновом пространстве обнаружены пленки битумоида темно- и светло-коричневого цвета («микронейфть» по Н.Б. Вассоевичу) (Рис. 10). В ультрафиолетовом свете битумоид ярко светится в желто-оранжевых, реже коричневатых, тонах. Присутствие параавтохтонного битумоида является индикатором начала процессов генерации УВ.

Углететрографические исследования ОВ барремских отложений Лунинской седловины показывает, что ОВ сложено мацералами различного типа. Первый тип мацералов представляет собой преимущественно витринит, в том числе переотложенный. В непосредственной близости с включениями витринита отмечаются вкрапления и сгустки аморфного, вероятно альгогенного, ОВ. Этот факт указывает на то, что свой вклад в генерационный потенциал меловых НГМТ вносит так же и сапропелевое ОВ.

Важно отметить, что в пределах развития альгогенного (водорослевого) ОВ началась генерация жидких УВ (Рис. 11). Это проявляется в формировании битумоидных капель, линз и пленок внутри скоплений альгогенного ОВ, в то время как в обломках витринита нет следов генерации. Жидкие УВ развиты не только в пределах скоплений альгогенного ОВ (АОВ), но и образуют оторочки вокруг скоплений АОВ и самостоятельные пленки в межзерновом пространстве породы. Это указывает на то, что битумоиды уже могли образовать скопления, значимые для первичной миграции.

Степень катагенетического преобразования нефтегазоматеринских пород, распределение очагов нефтегазообразования по площади бассейна, а так же их тектоническое положение – важный параметр, от которого зависит наличие и распределение залежей УВ и тип флюидов (Ступакова, 2011).

Крупные очаги генерации углеводородов этими НГМТ приурочены к наиболее прогнутым Южно- и Северо-Баренцевской впадинам, прогибу Святой Анны к востоку от архипелага Земля Франца-Иосифа (ЗФИ) и прогибам в западной части шельфа. Стоит отметить, что нижне- и среднетриасовые НГМТ вошли в главную зону газообразования в центральных частях очагов, в то время как верхнетриасовые породы являются менее преобразованными (Рис. 12).

Согласно результатам бассейнового моделирования нижнетриасовые НГМТ имеют высокую степень катагенетического преобразования (градация АК) в пределах всей юго-восточной части БМШ (Рис. 12А). В Центрально-Баренцевской зоне поднятий они находятся на грациях катагенеза МК₄-МК₃. Исключение составляет акваториальное продолжение Печорской плиты и бортовые зоны Баренцевоморского бассейна, где индские НГМТ имеют меньшую степень преобразования, соответствующую МК₂-МК₃. Это способствует активной генерации газовых УВ. Низкая степень преобразования прогнозируется на большей части Северо-Баренцевской зоны поднятий, за исключением ее северных районов, где нижнетриасовые породы находятся на грации ПК. Область распространения незрелых нижнетриасовых НГМТ приурочена также к южной части моноклинали Финнмарк, Кольской моноклинали, Печорской и Северо-Карской синеклизам.

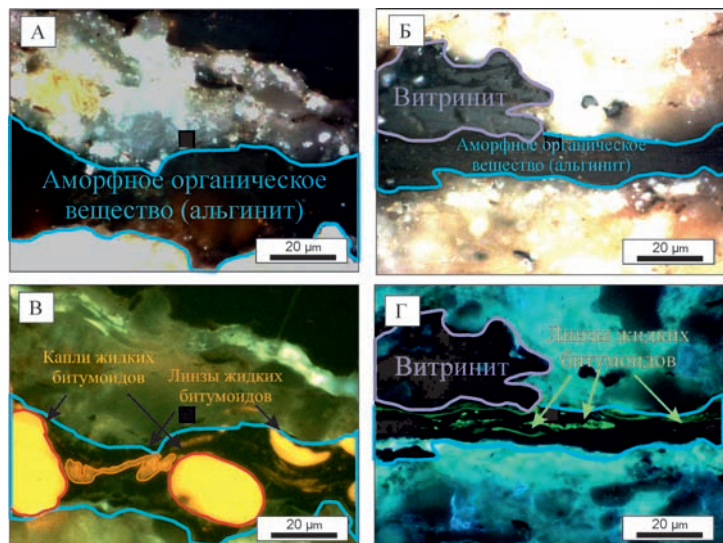


Рис. 11. Жидкие углеводороды, сгенерированные меловыми нефтегазоматеринскими толщами Лунинской седловины. В проходящем свете: наблюдаются коричневые битумные скопления (А, Б). В ультрафиолетовом свете: флуоресцирующие капли и линзы жидких битумоидов, сформировавшихся в аморфном органическом веществе (В, Г). А, Б – в отраженном свете; В, Г – в ультрафиолетовом свете.

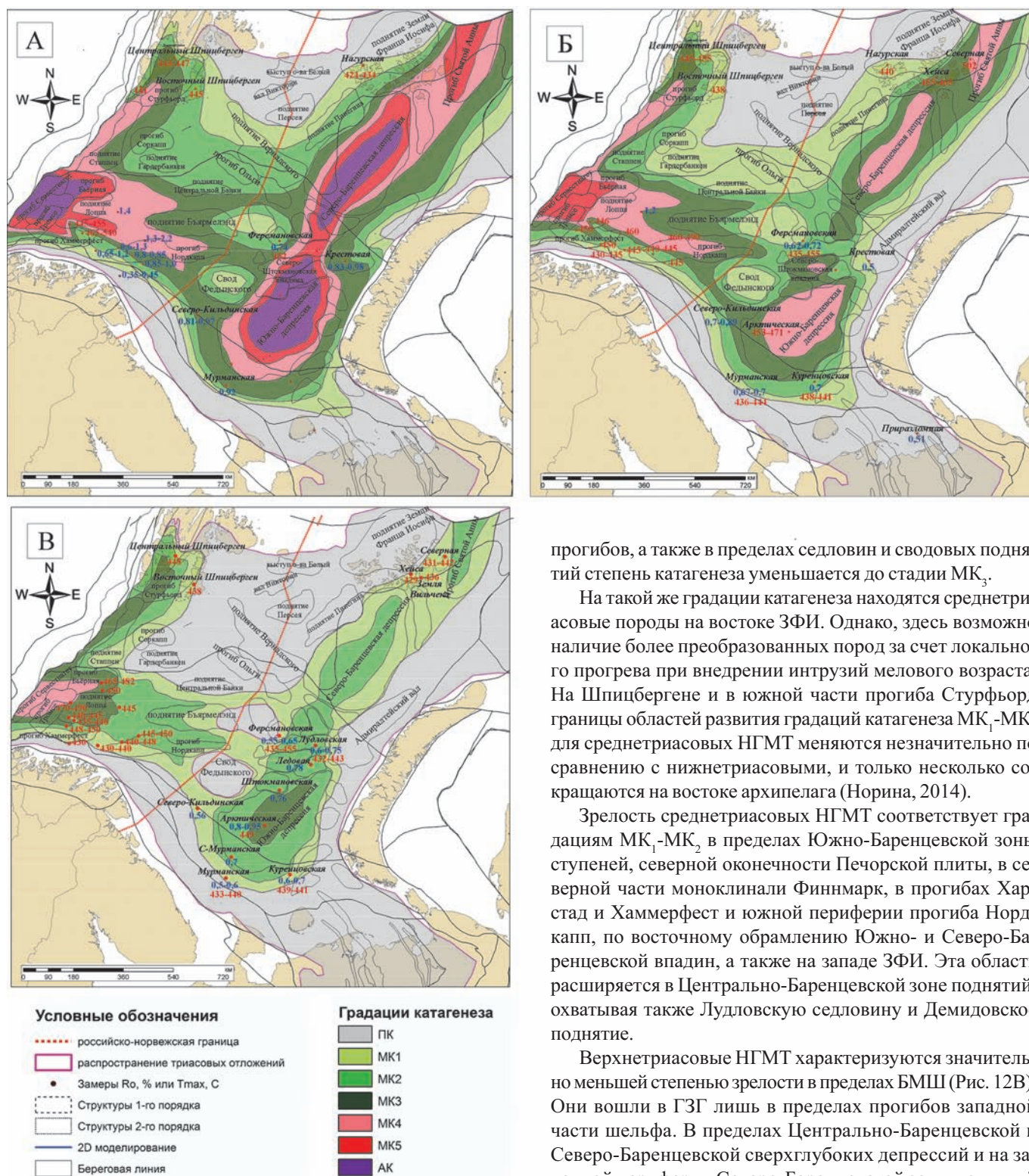


Рис. 12. Карта катагенетической зональности. А – нижнетриасовых, Б – среднетриасовых, В – верхнетриасовых отложений Баренцевоморского шельфа (По данным Д.А. Норини, с изменениями).

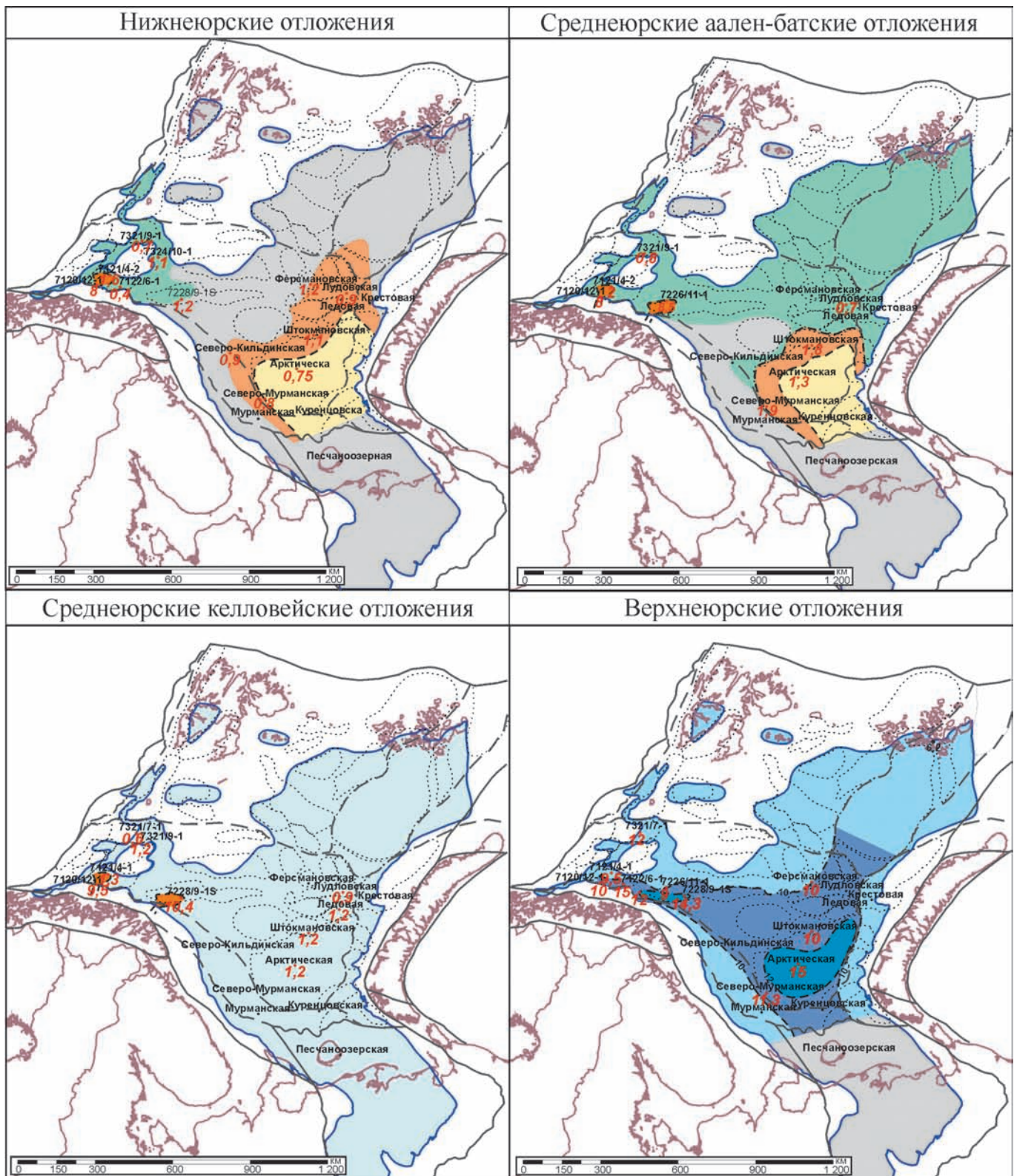
Подобный тренд катагенетической зональности сохраняется для среднетриасовых НГМТ (Рис. 12Б). Область, в которой степень катагенеза ОВ пород соответствует МК₃, предположительно приурочена лишь к самым западным прогибам. Степень зрелости – МК₄ – достигается в центральных частях Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин, прогиба Нордкапп и Бьёрная и, вероятно, в прогибе Святой Анны. В бортовых частях этих впадин и

прогибов, а также в пределах седловин и сводовых поднятий степень катагенеза уменьшается до стадии МК₃.

На такой же градации катагенеза находятся среднетриасовые породы на востоке ЗФИ. Однако, здесь возможно наличие более преобразованных пород за счет локального прогрева при внедрении интрузий мелового возраста. На Шпицбергене и в южной части прогиба Стурфьорд границы областей развития градаций катагенеза МК₃-МК₄ для среднетриасовых НГМТ меняются незначительно по сравнению с нижнетриасовыми, и только несколько сокращаются на востоке архипелага (Норина, 2014).

Зрелость среднетриасовых НГМТ соответствует градам МК₃-МК₂ в пределах Южно-Баренцевской зоны ступеней, северной оконечности Печорской плиты, в северной части моноклинали Финмарк, в прогибах Харстад и Хаммерфест и южной периферии прогиба Нордкапп, по восточному обрамлению Южно- и Северо-Баренцевской впадин, а также на западе ЗФИ. Эта область расширяется в Центрально-Баренцевской зоне поднятий, охватывая также Лудловскую седловину и Демидовское поднятие.

Верхнетриасовые НГМТ характеризуются значительно меньшей степенью зрелости в пределах БМШ (Рис. 12В). Они вошли в ГЗГ лишь в пределах прогибов западной части шельфа. В пределах Центрально-Баренцевской и Северо-Баренцевской сверхглубоких депрессий и на западной периферии Северо-Баренцевской зоны поднятий в районе арх. Шпицберген верхнетриасовые НГМТ находятся на грациях катагенеза МК₁-МК₂. Исключение составляют поднятия Ферсмана и Федынского, где эти отложения незрелые, и центральная часть Южно-Баренцевской впадины, прогибы Тромсо, Бьёрная и Стурфьорд, где они достигли более высокой степени преобразования, соответствующей МК₃. На большей части Северо-Баренцевской зоны поднятий, моноклинали Финмарк и Кольская, Печорской синеклизы, Предновоземельского прогиба и Восточно-Баренцевской зоны ступеней степень преобразования верхнетриасовых отложений незначительна и соответствует градации ПК.



Условные обозначения

Ледовая 0,7 Среднее содержание Sorg в скважине

Область развития юрских отложений

Аллювиально-дельтовые отложения, с высокой примесью углистого вещества. Содержание Sorg в: нижнеюрских > 1,6 %; аален-батских > 2,0 %; келловейских отложениях > 1,3 %

Нижнеюрско-среднеюрские аален-батские отложения

Отложения аллювиально-дельтовой равнины, расположенные вблизи источника сноса. Содержание Sorg в: нижнеюрских < 0,8 %; аален-батских отложениях < 1,5 %

Отложения аллювиально-дельтовой равнины, расположенные вдали от источника сноса. Содержание Sorg в: нижнеюрских > 0,8 %; аален-батских отложениях - 1,5-2 %

Отложения прибрежно-морской равнины, периодически затопляемой морем. Содержание Sorg в: нижнеюрских < 1,5 %; аален-батских отложениях < 1,0 %

Среднеюрские келловейские отложения

Мелководно-морские отложения с содержанием Sorg < 1,2 %

Верхнеюрские отложения

Мелководно-морские шельфовые отложения. Содержание Sorg < 10 %

Глубоководно-морские шельфовые отложения с содержанием Sorg = 10-12 %

Глубоководно-морские шельфовые отложения с содержанием Sorg > 12 %

Рис. 13. Схемы распределения средних содержаний органического углерода в юрских отложениях Баренцева моря.

По результатам проведенных исследований, нижнеюрские отложения практически повсеместно на юго-востоке акватории Баренцева моря и в прогибах Хаммерфест и Бьерная норвежского шельфа достигли ГЗН (Рис. 13). Уменьшение степени катагенетического преобразования происходит от центральных частей прогибов к бортовым. Исходя из типа ОВ и низких значений генерационного потенциала, можно предположить, что отложения могут генерировать небольшое количество газовых УВ.

Среднеюрские аален-батские и келловейские отложения достигли степени зрелости, соответствующей ГЗН, в пределах Южно-Баренцевской впадины и на Штокмановской и Демидовско-Лудловской седловинах, а также в прогибах западной части шельфа Баренцева моря. На этих участках породы могут генерировать как жидкие, так и газовые УВ.

Наиболее высокоперспективные верхнеюрские отложения достигли ГЗН в центральной части Южно-Баренцевской впадины и прогибах норвежского шельфа Барен-

цева моря, где кровля юрских отложений отмечается на глубинах 2400-3000 м. Согласно особенностям состава ОВ можно предположить, что эти породы способны генерировать жидкие УВ.

Выявленные геолого-геохимические особенности юрских отложений позволили предположить, что значительная часть скоплений УВ, сгенерированных юрскими НГМТ, имеют газо-нефтяной состав, причем содержание нефтяных УВ на западе акватории будет больше, чем на востоке. На значительной территории очагов нефтегазообразования западной части Баренцевоморского шельфа верхнеюрские нефтематеринские породы находятся на градации катагенеза МК₂, что создает благоприятные условия для генерации и миграции нефти. Нефтяные залежи следует ожидать в основном в бортовых частях бассейна.

По результатам бассейнового моделирования возможно формирование ловушек УВ в широком стратиграфическом диапазоне. Наибольшее насыщение углеводородами прогнозируется в средне- и верхнетриасовых толщах, а

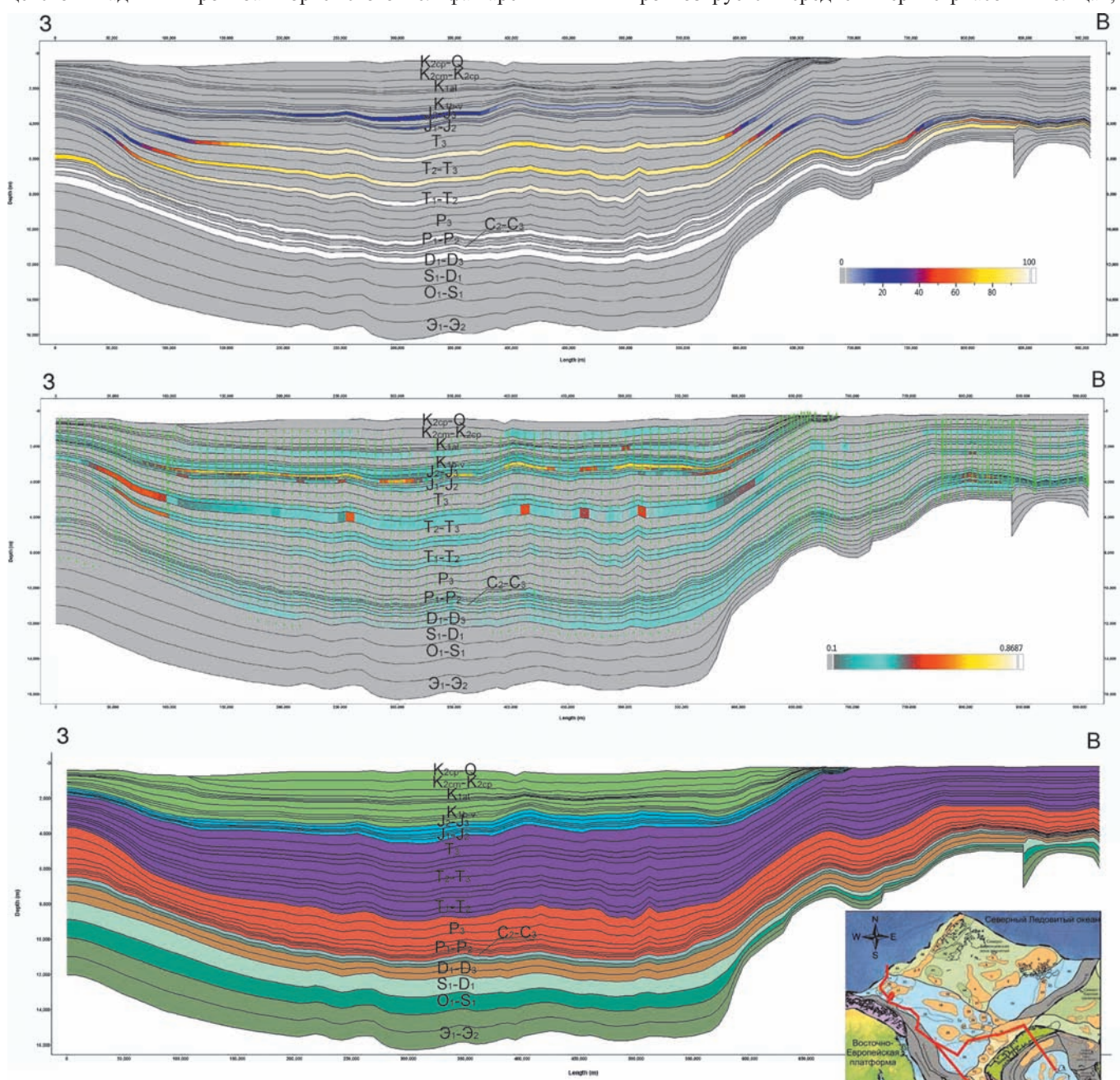
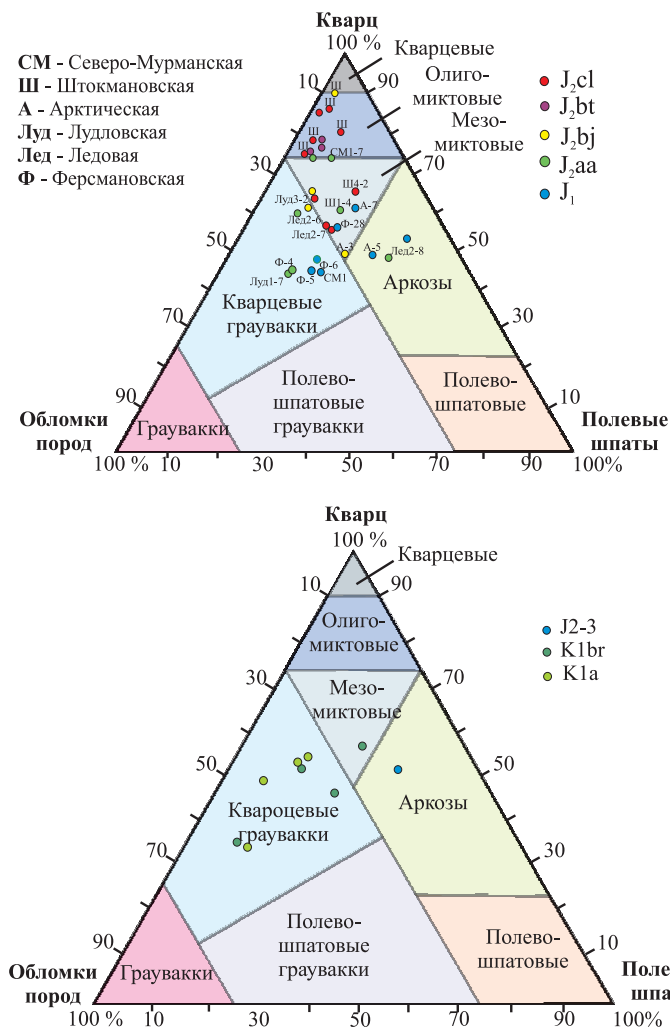


Рис. 14. Формирование залежей углеводородов в Южно-Баренцевской впадине по результатам моделирования.



так же в ниже- и среднеюрских отложениях. Небольшие скопления УВ могут формироваться и в меловых отложениях, главным образом в аптских и альб-сеноманских, как за счет переформирования юрских залежей, так и за счет собственной генерации в баррем-аптской НГМТ (Рис. 14).

4. Особенности формирования резервуаров и их свойства

Песчано-алевритовые отложения триасового возраста характеризуются кварцево-граувакковым составом; отмечается увеличение доли кварцевой составляющей

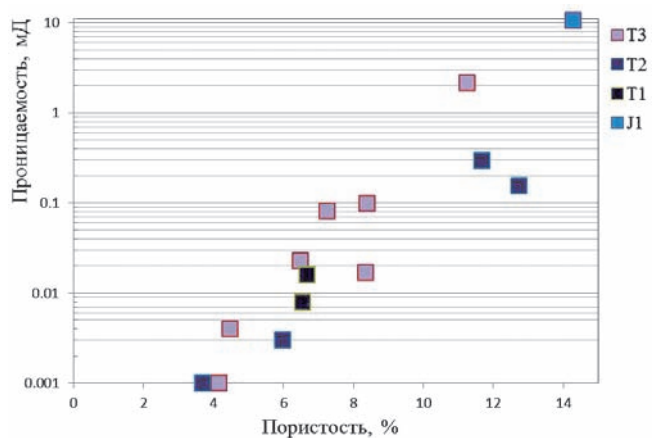


Рис. 16. Зависимость проницаемости от пористости, по результатам аналитических исследований образцов скважин Южно-Баренцевской впадины.



Рис. 15. Минерально-петрографический состав триасовых, юрских и меловых песчано-алевритовых пород Баренцевоморского бассейна.

вверх по разрезу. В образцах фиксируются различные включения: микроконкреции пелитоморфного сидерита, листочки хлорита (хлоритизация слюды), листочки биотита и мусковита, небольшое количество зерен глауконита. В части образцов фиксируются темноцветные углелистые включения.

Минерально-петрографический состав юрских алевритовых пород довольно разнообразен. Среди них выделяются мезомиктовые и олигомиктовые песчаники келловей. Батские песчаники представлены олигомиктовыми разностями, а байосские – мезомиктовыми. Песчаники ааленского и раннеюрского возраста представлены кварцевыми граувакками, также мезомиктовыми разностями, реже аркозами (Рис. 15).

Анализ треугольных диаграмм свидетельствует об увеличении доли кварца вверх по разрезу. Следует отметить большое сходство в составе келловейских песчаников из центральной части Южно-Баренцевоморской впадины и одновозрастных песчаников из Тимано-Печорского региона, что свидетельствует в пользу единства источников сноса. Во впадине минерально-петрографический состав келловейских пород меняется в северном направлении. При этом доля кварцевой составляющей снижается, и алев-

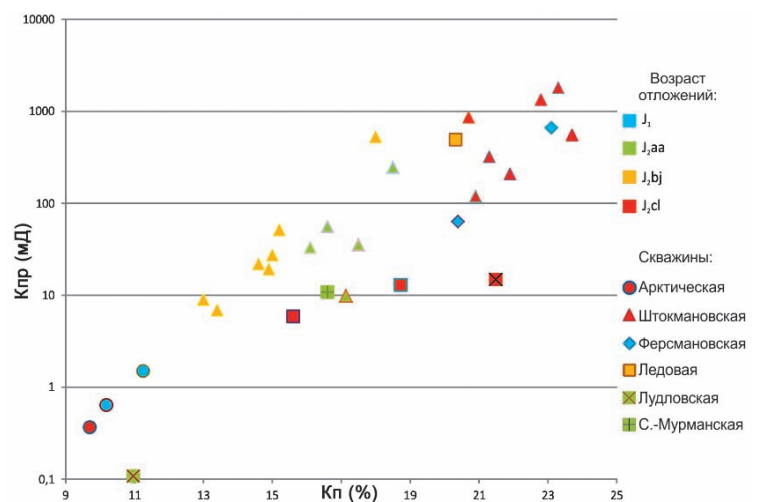


Рис. 17. Зависимость проницаемости от пористости, по результатам аналитических исследований образцов скважин Южно-Баренцевской впадины (Сулова, 2013).

ро-песчаники представлены мезомиктовыми разностями, близкими по составу к кварцевым грауваккам. Очевидно, что обломочный материал в районы Ледовой и Лудловской площадей поступал из другого источника. В его роли выступало Новоземельское поднятие, абразия которого усилилась в келловейский век. В составе обломков пород здесь фиксируются роговая обманка и хлорит, которые не характерны для центрального и южного секторов БМШ.

Меловые песчано-алевритовые породы охарактеризованы кварц-граувакковым и, в меньшей степени, мезомиктовым составом. В целом наблюдается снижение доли кварца в сравнении с юрскими отложениями, что может объясняться появлением новых источников сноса. Для меловых отложений характерны многочисленные включения углстого детрита и обилие слюд.

Коллекторы триасового возраста имеют прибрежно-морской, дельтовый и мелководно-морской генезис и представлены плохо выдержанными по простиранию песчаными пластами. Коллекторы порового и трещинно-порового типа, залежи литологически ограниченные, пластово-сводовые, реже массивные. Регионального флюидопора не выделяется, но развиты локальные глинистые покрывки.

Нижнетриасовые резервуары включают континентальные аллювиальные и дельтовые фации на юго-востоке (Норина, 2014), сменяющиеся к северу и северо-западу мелководно-морскими. Значения открытой пористости нижнетриасовых коллекторов Южно-Баренцевской впадины редко превышает 8%. Проницаемость исследованных образцов меняется в пределах 0,001-0,15 мД (Рис. 16). Кол-

лекторы в открытых месторождениях обладают хорошими ФЕС: пористость – 13-24%, проницаемость – до 200 мД. Средняя мощность песчаных пластов – 3-12 м. Литологические ловушки следует ожидать в пределах дельтового комплекса в юго-восточном борту Южно-Баренцевской впадины.

Среднетриасовые коллекторы связаны с песчаниками дельтовых русел, а также с песчаными косами и валами. Часть песчаного материала накапливалась в виде вдольбереговых баров. Открытая пористость среднетриасовых резервуаров колеблется в пределах 3,7-12,7 (до 15%). Проницаемость низкая и достигает максимальных значений в 2,5 мД (Рис. 16).

Позднетриасовые песчано-алевритовые отложения сформированы в условиях дельтовой равнины, периодически затопляемой морем (эстуарий). Резервуары приурочены к руслам, прирусловым валам, устьевым барам и, по данным петрофизических исследований, обладают открытой пористостью 11-19% (Рис. 16). В целом отложения характеризуются низкими значениями проницаемости от 0,001-2,1 мД. Плохие коллекторские свойства верхнетриасовых песчаников могут быть связаны с тем, что полимиктовые песчаники характеризуются более высокой сорбционной емкостью в сравнении с чисто кварцевыми песками, а, следовательно, и более низкой проницаемостью. В роли цемента в триасовых коллекторах выступают тонкодисперсный глинистый материал, карбонатные минералы и кремнезем. Присутствие кремнистого цемента негативно сказывается на ФЕС пород. Но, учитывая высокую хрупкость кремнистых пород, на высоких грациях

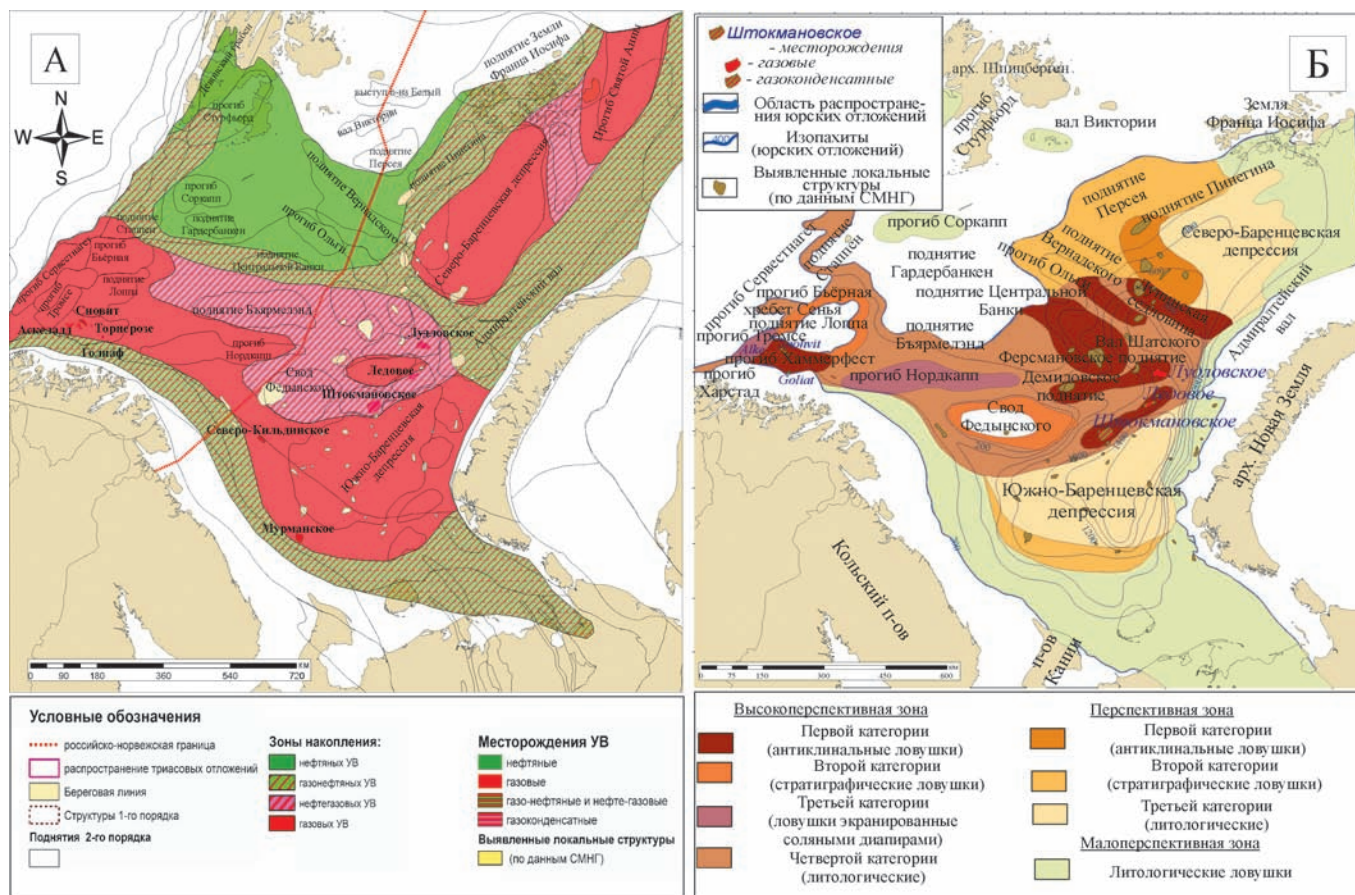


Рис. 18. А – карта прогноза фазового состава углеводородов Баренцевоморского бассейна (Норина, 2014). Б – карта перспектив нефтегазоности Баренцевоморского бассейна (Сулова, 2013).

катагенеза могут приобрести вторичную пористость за счет трещинообразования.

Преимущественно в песчано-глинистом разрезе пород юрского возраста песчаные разности сосредоточены в ранне-среднеюрских отложениях и могут служить резервуарами для миграции и аккумуляции углеводородов в ловушках различного типа. Вышележащие толщи позднеюрского возраста преимущественно глинистые и образуют региональный флюидоупор для большей части Баренцевоморского шельфа. Юрская толща представляет собой единый седиментационный мегакомплекс трансгрессивного характера. В его основании преобладают песчаники и алевриты аллювиально-дельтового генезиса (Сулова, 2014).

Регионально выдержанные глинистые отложения сформировались во время келловейской трансгрессии моря. Вместе с тем, мощные песчаные пласты келловейского возраста выделяются по каротажным и керновым данным в центральной части бассейна на Штокмановской, Арктической и частично Ледовой и Лудловской площадях. На Штокмановском месторождении именно в этих песчаниках находится основная залежь углеводородов ЮО. Максимальное затопление в юрский период произошло в кимеридж-титонское время.

Описание текстурно-структурных особенностей пород, вскрытых при бурении скважин, позволило выделить различные их генетические типы.

Нижнеюрские отложения имеют преимущественно аллювиальный генезис и ритмичное строение. Нижние части ритмитов сложены высоко проницаемыми песчано-галечниковыми русловыми пластами, тогда как в кровле преобладают алевро-глинистые пойменные образования, часто с линзочками углефицированного детрита.

Среднеюрские песчаные пачки формировались в условиях проградирующих дельт. Келловейские песчаники имеют прибрежно-морской баровый генезис.

Коллекторские свойства юрских пород определялись условиями своего формирования. Установлена связь ухудшения пористости и проницаемости коллекторов в различных литолого-фациальных зонах и с глубиной (Рис. 17).

Пористость келловейских песчаников Штокмановской скважины, отобранных с глубины 1700 м, составляет 22%, а в Арктической на глубине 2870 м – 9,7%. Относительно низкими значениями ФЕС характеризуются и ниже-среднеюрские алевро-песчаные породы в разрезе Арктической скважины, пористость которых не превышает 11%. Высокие значения ФЕС имеют нижеюрские песчаники Ферсмановской (Кп до 23%, Кпр до 1 Д) и ааленские песчаники Штокмановской (Кп до 17%, Кпр до 0,5Д) площадей. У разновозрастных песчаников Северо-Мурманской скважины близкие значения пористости, однако проницаемость достаточно низкая и не превышает 10,9 мД. Хорошими коллекторскими свойствами обладают байосские породы Штокмановской и Лудловской скважин. Их пористость достигает в среднем 20%, а проницаемость варьирует от 0,5 до 1Д (Сулова, 2013).

5. Прогноз распределения скоплений углеводородов и фазовый состав

Прогнозируемые скопления углеводородов связаны с антиклинальными структурами, а на склонах поднятий формировались литологические и тектонически-экрани-

рованные ловушки для залежей нефти и газа.

Зона накопления преимущественно нефтяных УВ приурочена к Северо-Баренцевской зоне поднятий благодаря улучшению исходных геохимических характеристик и степени катагенетического преобразования, соответствующей ГЗН (Рис. 18А).

Зоны накопления газонефтяных УВ приурочены к бортовым частям очагов газогенерации. Газонефтяной состав флюидов в этой зоне обусловлен процессами миграции УВ из очагов нефтегазогенерации. Поток газа при этом вытесняет образованные в очаге нефтяные УВ к его бортам. Однако в западной и северо-западной части БМШ, где ОВ триасовых пород способно генерировать нефтяные УВ, большой поток газа может повлиять на сохранность уже образовавшихся нефтяных залежей.

Зона накопления нефтегазовых УВ приурочена к центральной части Баренцевоморского шельфа. Нефтегазовый состав флюидов обусловлен расположением этих структурных зон на пересечении нескольких крупных очагов генерации УВ. Нефтяные углеводороды могут генерироваться здесь ниже-, средне- и верхнетриасовыми нефтегазоматеринскими отложениями, АК так же НГМТ юрского возраста за счет доли сапропелевой составляющей в их органическом веществе. Наличие антиклинальных ловушек способствует образованию изначально нефтяных скоплений, но из-за близости очага газогенерации велика вероятность растворения нефтяных углеводородов в потоке газа и образование нефтегазовых (газоконденсатных) залежей. Это предположение подтверждается открытыми Штокмановским и Ледовым газоконденсатными месторождениями.

Зона накопления преимущественно газовых углеводородов приурочена к центральным частям очагов генерации УВ: Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской и Северо-Штокмановской впадинам, прогибу Святой Анны и к западной части БМШ. Преимущественно газовый тип флюида может быть обусловлен не только типом ОВ пород, но и степенью преобразования. Кроме того, играет роль уже описанный процесс вытеснения и миграции нефтяных углеводородов в бортовые зоны очагов генерации.

Структурный план региона и характер строения юрского комплекса отложений определили формирование ловушек различного типа и распределение УВ по площади и разрезу (Рис. 18Б). По результатам анализа литолого-фациальной изменчивости отложений и их вторичных преобразований на территории БМШ выделены высокоперспективные, перспективные и малоперспективные зоны для поисков новых месторождений нефти и газа. Структурные ловушки в области развития баровых песчаников, приуроченных к центральной части российского сектора БМШ, относятся к высокоперспективным (первой категории). Потенциально перспективными являются зоны развития неантиклинальных и стратиграфических ловушек в бортовых частях инверсионных поднятий Федынского и Лоппа. В резервуарах аллювиально-дельтового генезиса, погруженных на значительные глубины, ожидается ухудшение ФЕС за счет вторичных преобразований.

Выводы

Распределение и размеры нефтяных и газовых скоплений в акватории Баренцевоморского шельфа – результат сложных, длительных геологических процессов: генерации

УВ, миграции и аккумуляции. Важнейшими факторами, повлиявшими на распределение залежей нефти и газа в мезозойском разрезе Баренцева моря, являются палеогеографические условия формирования отложений и современное тектоническое устройство акватории. Эти факторы обусловили наличие крупных положительных структур, прогибов и их сопровождающих разного размера и типа ловушек, как антиклинального, так и неантиклинального типа.

Раздельный фазовый прогноз позволяет выделить зоны с преимущественно нефтяным, нефтегазовым, газонефтяным и газовым составом УВ в зависимости от тектонического положения той или иной области. Зоны преимущественно газонакопления приурочены к глубоким прогибам за счет вытеснения жидких УВ из залежей потоками термогенного газа к бортовым частям осадочных бассейнов. Нефтяные скопления формируются в пределах платформенных участков с меньшей мощностью осадочного чехла и, соответственно, меньшей степенью катагенетического преобразования основных НГМТ. Сохранность жидких УВ в этом случае обеспечивается отсутствием интенсивной газогенерации. Этими же причинами объясняется и то, что большинство залежей открытых месторождений имеют газовый и газоконденсатный состав.

Помимо интервалов мезозойского разреза с доказанной нефтегазоносностью, прогнозируется открытие залежей УВ в верхнетриасовых дельтовых отложениях, аллювиальных песчаниках раннеюрского возраста и небольшие скопления, вероятно, газового состава в аптских прибрежно-морских и альб-сеноманских мелководно-морских отложениях.

Литература

- Борисов А.В., Таныгин И.А., Винниковский В.С. и др. Штокмановско-Луниинский структурный порог Баренцево-морского шельфа – Новый крупный нефтегазоносный район России. *Проблемы нефтегазовой геологии*. 1995. №7. С. 10-15.
- Каюкова А., Сулова А. Сейсмостратиграфический анализ нижнемеловых отложений Баренцева моря с целью выявления перспектив нефтегазоносности. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*. 2015. № 3. С. 100-105.
- Кiryukhina H.M. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук*. Москва. 2013. С. 151.
- Кiryukhina T.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Kiryukhina N.M., Norina D.A. Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцево-морского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 3. 2012. С. 24-35.
- Никишин А.М. Сейсмостратиграфия. Геология для нефтяни-

ков. Ижевск: Ин-т компьютерных исследований. 2008. С. 297-301.

Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцево-морского шельфа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М.: МГУ. 2014. 25 с.

Норина Д.А., Ступакова А.В., Кiryukhina T.A. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцево-морского бассейна. *Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология*. № 1. 2014. С. 1-10.

Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*. № 6. 2011. С. 99-115.

Сулова А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцево-морского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Том 9. № 2. 2014. С. 1-19.

Сулова А. Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцево-морского шельфа. *Автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук*. Москва. 2013. 23 с.

Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. Elsevier, Netherlands. 2006. 382 p.

Glorstad-Clark E., Faleide J.I., Lundschieen B.A., Nystuen J.P. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area. *Marine and Petroleum geology*. № 27. 2010. Pp. 1448-1475.

Seldal J. Lower Cretaceous: the next target for oil exploration in the Barents Sea? *Petroleum Geology Conference series*. Vol. 6. 2005. Pp. 231-240.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Тамара Алексеевна Кiryukhina – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-66

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Дарья Александровна Норина – кандидат геолого-минералогических наук

Надежда Михайловна Майер – кандидат геолого-минералогических наук

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Алина Владимировна Мordasova – аспирант, инженер

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin

A.V. Stoupakova, T.A. Kiryukhina, A.A. Suslova, D.A. Norina, N.M. Mayer, N.V. Pronina, A.V. Mordasova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: mordasova.msu@google.com

Abstract. Mesozoic deposits of the Barents Sea shelf have a confirmed oil and gas potential. However, hydrocarbon distribution and prospects are not studied in full. Mesozoic hydrocarbon systems are described based on sequence and cyclic stratigraphy. Geochemical, lithological and

petrophysical research, as well as hydrocarbon generation and migration modelling in the eastern part of the Barents Sea shelf were carried out to describe distribution and properties of oil and gas source rocks, seals and reservoirs.

Keywords: Barents Sea shelf, oil and gas potential, hydrocarbon systems, seismic stratigraphy, cyclicity.

References

- Borisov A.V., Tanygin I.A., Vinnikovskiy V.S. et al. Shtokmanovsko-Luninskiy strukturnyy porog Barentsevomorskogo shel'fa – Novyy krupnyy neftegazonosnyy rayon Rossii [Shtokman-Luninsky structural threshold of the Barents Sea shelf – a new major oil and gas region of Russia]. *Problemy neftegazovoy geologii* [Problems of Petroleum Geology]. 1995. № 7. Pp. 10-15.
- Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. Elsevier, Netherlands. 2006. 382 p.
- Glorstad-Clark E., Faleide J.I., Lundschieen B.A., Nystuen J.P. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area. *Marine and Petroleum geology*. № 27. 2010. Pp. 1448-1475.
- Kayukova A., Suslova A. Seismostratigraphic analysis of Lower Cretaceous sediments of the Barents Sea in order to identify oil and gas potential. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin]. 2015. № 3. Pp. 100-105. (In Russian)
- Kiryukhina N.M. *Neftegazogeneratsionnyy potentsial yurskikh otlozheniy shel'fa Barentseva morya* [Neftegazogeneratsionnyy potential of Jurassic deposits of the Barents Sea shelf]. Diss. kand. geol.-min. nauk. [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow. 2013. 151 p.
- Kiryukhina T.A., Stupakova A.V., Bol'shakova M.A., Kiryukhina N.M., Norina D.A. Mesozoic petroleum source deposits of Barents Sea basin. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology]. No 3. 2012. Pp. 24-35. (In Russian)
- Nikishin A.M. Seismostratigrafiya. *Geologiya dlya neftyanikov* [Seismic stratigraphy. Geology for Petroleum workers]. Izhevsk: Institute of Computer Science. 2008. Pp. 297-301.
- Norina D.A. *Stroenie i neftegazomaterinskiy potentsial permsko-triasovyykh terrigennykh otlozheniy Barentsevomorskogo shel'fa*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Structure and oil and gas source potential of the Permian-Triassic terrigenous sediments of the Barents Sea shelf. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: MSU. 2014. 25 p.
- Norina D.A., Stupakova A.V., Kiryukhina T.A. Depositional environments and the hydrocarbon generative potential of Triassic rocks of the Barents Sea basin. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. 4. Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin]. № 1. 2014. Pp. 1-10. (In Russian)
- Seldal J. Lower Cretaceous: the next target for oil exploration in the Barents Sea? *Petroleum Geology Conference series*. Vol. 6. 2005. Pp. 231-240.
- Stupakova A.V. Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 6. 2011. Pp. 99-115. (In Russian)
- Suslova A. Seismostratigraphic analysis and petroleum potential prospects of Jurassic deposits, Barents Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies]. 2014. V. 9. № 2. Pp. 1-19. (In Russian)
- Suslova A. *Usloviya formirovaniya prirodnykh rezervuarov yurskogo neftegazonosnogo kompleksa Barentsevomorskogo shel'fa*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Natural reservoirs formation conditions of Jurassic oil and gas complex, Barents Sea shelf. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow. 2013. 23 p.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher

Tel: +7(495)939-37-66

Anna A. Suslova – PhD, Researcher

Dar'ya A. Norina – PhD

Nadezhda M. Mayer – PhD

Natalia V. Pronina – PhD, Associate Professor

Alina V. Mordasova – PhD student, Engineer

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University

119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1



ЮБИЛЕЙНОЕ

(70 лет Кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геолфака МГУ)

В профессии своей души не чая,
Всегда гордясь профессией своей,
Геологи «горючие» встречают
Семидесятилетний Юбилей!

Уверенно шагают поколения ...:
Коль в прошлое мы устремим свой взгляд,
Увидим корифейскую аллею –
То маяки истории стоят.

Брод, Вассоевич и Матвеев,
Высоцкий, Семенович, Соколов –
Парад имен великих корифеев
Горючих ископаемых готов!

На главном месте – Брод Игнатий:
Он камень первый заложив,
Определил пути занятия
Вершин «горючих» кладовых.

Стал Вассоевич вместо Брода...
На жизненном своем пути
Он создал «микронепти» оду
Чтоб людям «макронепть» найти!

Наш макроугольщик Матвеев –
Правофланговый почти век,
Глава всех углекорифеев,
Творец, учитель, Человек!

Высоцкий – лектор идеальный,
Учтя прогнозные приметы,
Оставил нам обзор детальный
Бассейнов нефтяных планеты!

В. Семенович благородный,
Он рыцарь нефти и знаток
Закономерностей природных,
Где нефти выявить приток!

Б. Соколов отменно умный,
Геозаконны распознав,
Предрек, что нынче нефти уйму
Рождает в недрах битраслав!

Много души и сил, и знаний
Расцвету кафедры отдал
М. Иванов – на «поле брани»,
Он – полный геоаксакал.

Во многих странах, гениально,
Прекрасный пол стал во главе
И страны шествуют триумфально,
Наперекор мужской молве.

Проходит смена поколений...
И к новым подвигам, толково,
Полна забот и вдохновенья,
Ведет корабль наш Ступакова!

И наша цель: чтобы питомцы,
Со старожилы, взяв пример,
Всю Землю б изучили донца,
И множили богатства недр!

МВГ 2015

