

центрированному кристаллу с пространственной группой $Fm\bar{3}m$ и параметром элементарной ячейки 3,12 Å. В такой группе и с такими параметрами элементарной ячейки кристаллизуется целый ряд оксидов. Учитывая форму выделения, они отнесены к оксиду урана. Микродисперсные выделения монацита встречены на сильно измененных участках матрицы кальцита (рис. 2). Монацит ассоциируется здесь с графитом.

Выводы

Приведенными исследованиями в аммонитах и сопровождающим ювелирно-поделочным сырьем не установлено превышения нормируемых радиационных показателей, что позволяет использовать их без ограничения. В ряде проб фосфоритизированных аммонитов отмечены повышенные значения радиационных характеристик, обусловленные изотопами радия и их дочерними продуктами распада. Электронно-микроскопическими исследованиями в аммонитах установлены оксид урана, монацит, акцессорный циркон, с которыми могут быть связаны повышенные содержания радионуклидов.

Специфика контроля за показателями радиационной безопасности аммонитов и сопровождающего ювелирно-поделочного сырья заключается в большом разнообразии и широком диапазоне содержания в них природных радионуклидов. Это обуславливает необходимость контроля их соответствия требованиям санитарных правил при их использовании.

Авторы выражают благодарность за проведенные исследования сотруднику ФГБУ «ВИМС» д.г.-м.н. В.Т. Дубинчуку.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буканов, В.В. Цветные камни. Геммологический словарь / В.В. Буканов. — СПб, 2008. — 416 с.
2. Киевленко, Е.Я. Декоративные коллекционные минералы / Е.Я. Киевленко, В.И. Чупров, Е.Е. Драмшева. — М.: Недра, 1987. — 223 с.
3. Петроченков, Д.А. Камнесамоцветное сырье Ульяновской области / Д.А. Петроченков // Горный информационно-аналитический бюллетень (МГГУ). — 2006. — № 5. — С. 319–323.
4. Петроченков, Д.А. Экологические аспекты использования аммонитов в ювелирных и интерьерных изделиях / Д.А. Петроченков // Вестник РУДН. Серия Экология и безопасность жизнедеятельности. — 2011. — № 4. — С. 56–64.
5. Bockwinkel, J. Late Givetian ammonoids from Hassi Nebech (Tafilalt Basin, Anti-Atlas, southern Morocco) / J. Bockwinkel, R.T. Becker, V. Ebbighausen // Fossil Record. — 2013. — V. 16(1). — P. 5–65.
6. Bourillot, R. Early-Middle Jurassic Lytoceratid ammonites with constrictions from Morocco: palaeobiogeographical and evolutionary implications / R. Bourillot, P. Neige, A. Pierre, C. Durllet // Paleontology. — 2008. — V. 51. — Part 3. — P. 597–609.
7. Grulke, W. Heteromorph: The Rarest Fossil Ammonites: Nature at its Most Bizarre. / W. Grulke, 2014 — 224 p.
8. Kennedy, W.J. Lower and Middle Cenomanian ammonites from Morondava Basin, Madagascar / W.J. Kennedy, I. Walaszczyk, A.S. Gate, K. Dembicz, T. Praszkiar // Asta Geologica Polonica. — 2013. — V. 63(4). — P. 625–655.
9. Mychaluk, K. Update on ammolite production from Southern Alberta, Canada / K. Mychaluk // Gems & Gemology. — 2009. — V.45. — № 3. — P. 192–196.

© Гулынин А.В., Петроченков Д.А., 2018

Гулынин Александр Викторович // lab@u238.ru
Петроченков Дмитрий Александрович // p-d-a@mail.ru

Заварзина Г.А., Шапабаева Д.С., Космынин В.А.,
Захарова О.А. (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ПРИМЕРЕ АРКТИЧЕСКИХ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ

*Проведение поисковых и разведочных буровых работ на шельфе арктических морей связано со значительными техническими и материальными затратами. В этой связи принципиально важной становится задача оптимизации расходов на проведение ГРП путем концентрации усилий в направлении изучения наиболее значимых перспективных объектов. С целью ранжирования выявленных нефтегазоперспективных зон, оценки ресурсов и геологических рисков в ООО «Газпромнефть НТЦ» выполняется численное моделирование углеводородных систем. В статье на примере шельфовых проектов приведены примеры решения разноуровневых геологических задач с применением инструмента моделирования в зависимости от степени изученности участков, объема и качества входных данных. **Ключевые слова:** шельф, Баренцево море, Печорское море, Восточно-Сибирское море, моделирование углеводородных систем, нефтегазоносность, ловушка УВ.*

Zavarzina G.A., Shapabaeva D.S., Kosmyinin V.A., Zaharova O.A. (Gazpromneft STC)

PETROLEUM SYSTEMS MODELING AS A TOOL FOR COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON POTENTIAL AND GEOLOGICAL RISKS, AS EXEMPLIFIED BY THE ARCTIC OFFSHORE PROJECTS

*Prospecting and exploratory offshore drilling in the Arctic Ocean entails heavy investment and considerable procurement costs. Of critical importance in this regard is a problem of reducing exploration costs by focusing efforts on studying the most viable prospects. In order to rank promising oil and gas zones, assess resources and geological risks, LLC Gazpromneft STC uses numerical modeling of petroleum systems. In this article, we look at offshore projects to show how modeling helps solve multi-level geological problems depending on the knowledge gained about certain areas as well as the amount and quality of input data. **Keywords:** shelf, Barents Sea, Pechora Sea, East Siberian Sea, petroleum system modeling, oil and gas, hydrocarbon trap.*

Моделирование углеводородных (УВ) систем является частью бассейнового анализа и предусматривает комплексный анализ геологических, геофизических и геохимических данных. Оно выполняется на всех этапах геологоразведочных работ и включает в себя оценку зрелости нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), их генерационного потенциала, условий формирования коллекторов, флюидоупоров и ловушек, прогнозирую-

вания путей миграции углеводородов, формирования и сохранности их скоплений [9].

Моделирование часто выполняется в условиях недостатка информации, необходимой для точного нефтегазогеологического прогноза. Кроме оценки перспектив нефтегазонасыщенности изучаемой территории, его основной задачей является установление объема дополнительных геологических данных, который позволит улучшить качество прогноза и таким образом снизить геологические риски. Степень изученности оцениваемого объекта (объем и качество информации) определяет круг задач, которые могут быть решены посредством моделирования. Наиболее полный набор необходимых данных для построения модели имеется в наличии на площадях, находящихся на поисковой и разведочной стадиях ГРП.

В настоящее время компании ПАО «Газпром нефть» и ее дочерним предприятиям принадлежит 5 лицензионных участков (ЛУ) на шельфах арктических морей: Приразломный, Долгинский и Северо-Западный ЛУ (СЗЛУ) в Печорском море, Хейсовский ЛУ (ХЛУ) в Баренцевом и Северо-Врангелевский ЛУ (СВЛУ) в Восточно-Сибирском морях (рис. 1).

Различными исследователями неоднократно проводились обобщения и систематизация геолого-геофизической информации по этим регионам, что способствовало формированию представлений об их геологическом строении и перспек-

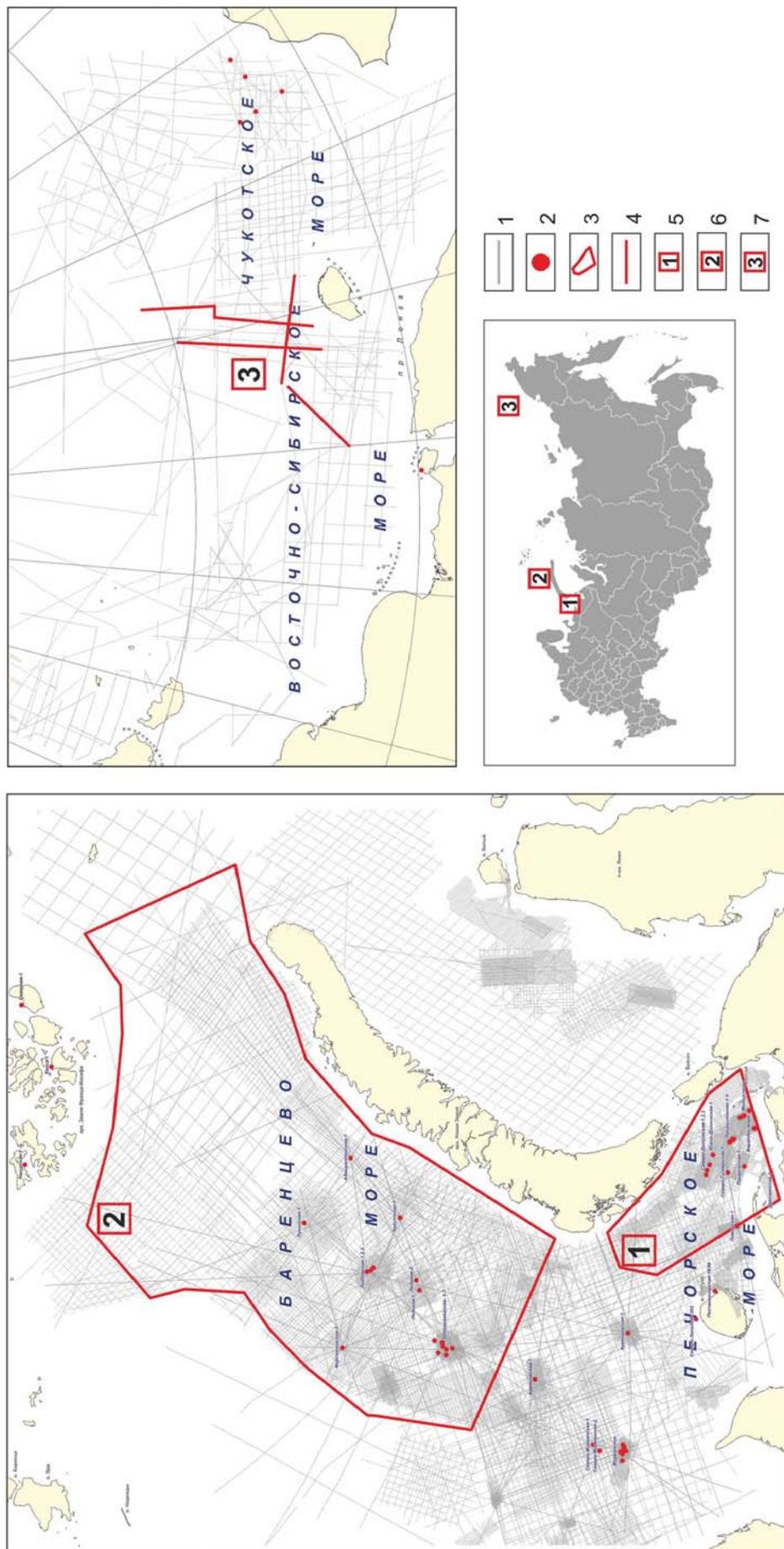


Рис. 1. Схема расположения полигонов и профилей моделирования: 1 — сейсморазведочные профили МОВ ОГТ 2D; 2 — скважины; 3 — полигоны 3D моделирования; 4 — линии профилей 2D моделирования; расположение полигонов и профилей моделирования: 5 — восточная часть Печорского моря, 6 — Баренцево море, 7 — Восточно-Сибирское море

тивах нефтегазоносности. Основой для входных данных моделирования послужила информация, собранная из опубликованных и фондовых материалов [3–7, 10–14].

В рамках работ по оценке перспектив нефтегазоносности Северо-Западного и Хейсовского ЛУ проведено 3D моделирование УВ систем, Северо-Врангелевского — 2D (рис. 1). Достоверность результатов моделирования определяется сходимостью модельных значений с реальными замерами соответственно качеством и количеством калибровочных данных. Одними из основных параметров, которые сопоставляются с замерами в скважинах и месторождениях нефти и газа, являются давление, характеристики теплового режима бассейна (температура, отражательная способность витринита и тепловой поток), а также фазовый состав скоплений УВ. По моделям Печорского и Баренцева морей достигнута хорошая сходимость с результатами измерений в скважинах и на месторождениях, при этом в Восточно-Сибирском море такие данные отсутствуют, что обусловило здесь применение вариативного подхода (расчета различных сценариев) и анализа чувствительности модели к входным параметрам.

Печорское море. Лицензионные участки, расположенные в Печорском море, характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности. На Долгинском и Приразломном ЛУ выполнены сейсморазведочные работы 3D и пробурены скважины. На площади СЗЛУ проведены только сейсморазведочные работы 2D и отсутствуют скважины глубокого бурения.

С целью уточнения и снижения геологических рисков проекта в части прогноза зрелости и генерационного потенциала палеозойских НГМТ, а также фазового состава аккумуляций УВ выполнено трехмерное моделирование северо-восточной части акватории Печорского моря (рис. 1).

Для построения этой модели имелся наиболее полный комплект необходимых входных данных, в т.ч. результаты геохимических исследований органического вещества (ОВ) пород скважин Северо-Долгинская (СД)-1, 2, 3 и Южно-Долгинская (ЮД)-1.

Акваториальная часть Печороморского шельфа является северным продолжением Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ). С запада на восток здесь выделяются следующие тектонические элементы: Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Денисовский прогиб, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина, Восточно-Печорская и Варандей-Адзвинская структурные зоны, Приновоземельская впадина, Вашуткино-Талотинская складчато-надвиговая зона (ВТСНЗ) и Кортаихинская впадина (рис. 2) [4]. Залежи нефти, газа и газоконденсата на месторождениях Приразломное, Медынь-море, Северо-Гуляевское, Поморское, Долгинское и Варандей-море открыты в ордовикско-нижнедевонском, верхнедевонско-турнейском, верхневизейско-нижнепермском и нижне-верхнепермском нефтегазоносных комплексах (НГК).

Основными НГМТ в пределах Тимано-Печорской НГБ являются карбонатно-глинистые толщи верхнего девона—нижнего карбона (доманиковская и визейская). В модель также были заданы силурийская (венлокский ярус) и нижнепермская (артинский ярус) НГМТ. Триасовые, юрские и меловые породы на шельфе Печорского моря не рассматривались в качестве нефтегазоматеринских.

По результатам моделирования установлено, что основными очагами генерации УВ являются Денисовский прогиб, Хорейверская, Приновоземельская и Кортаихинская впадины. Зоны аккумуляций УВ представлены линейно вытянутыми Долгинским, Алексеевско-Гуляевским, Варандейским, Шапкино-Юрьяхинским, Папанинским, Медынским валами и Приразломной ступенью.

Основной вклад в генерационный потенциал УВ систем внесли отложения верхнего девона—нижнего карбона. Зрелость этих материнских толщ на севере площади моделирования соответствует преимущественно главной зоне газообразования (ГЗГ), а в юго-восточной части Печорского шельфа они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Силурийская НГМТ по степени зрелости сопоставима с верхнедевонско-нижнекарбонными отложениями. Отложения артинского яруса в целом характеризуются наименьшей степенью зрелости. Так, максимальная зрелость (ГЗГ) артинской НГМТ наблюдается в пределах западной части ВТСНЗ, на севере — Хорейверской и Приновоземельской впадин.

Ключевым фактором при калибровке модели по фазовому составу залежей УВ открытых месторождений оказались периоды проводимости разломов. Разрывные нарушения, вероятно, служили путями миграции в юрское и кайнозойское время, что подтверждается сходимостью модельных аккумуляций УВ с залежами для этого сценария. В то же время тектоническая активизация разломов в предфранское и триасовое время не повлияла на вертикальную миграцию УВ ввиду того, что процессы генерации УВ начались на рубеже позднего триаса — ранней юры.

По результатам моделирования установлено, что возможные скопления УВ в пределах СЗЛУ следует ожидать в пределах Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны, Восточно-Печорской структурной зоны и Приновоземельской впадины. Основные ресурсы УВ здесь приурочены к нижне-верхнепермскому НГК. Насыщение как жидкими, так и газообразными УВ прогнозируется в отложениях средней перми, что обусловлено невысокой степенью зрелости артинской НГМТ, а также изолированностью УВ системы от нижележащих и более зрелых доманиковской и визейской НГМТ. Значительные объемы газа в нижнепермском комплексе связаны с генерацией газообразных УВ органическим веществом гумусового типа визейской НГМТ, а также с высокой степенью зрелости доманиковской НГМТ.

Полученные результаты моделирования УВ систем в пределах северо-восточной части Печорского шельфа

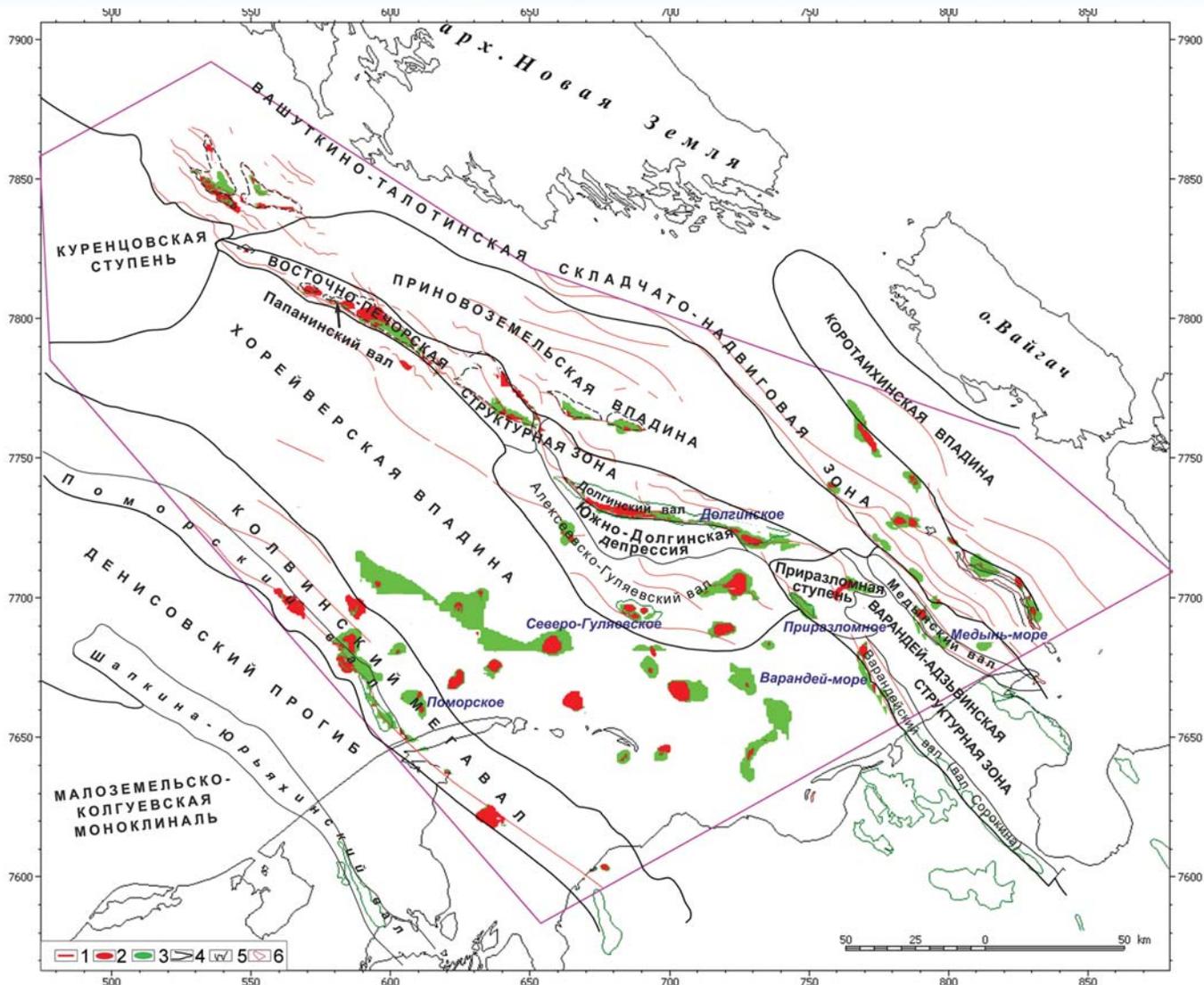


Рис. 2. Прогнозируемые скопления УВ, полученные по результатам моделирования: 1 — дизъюнктивные нарушения; 2 — скопления жидких УВ; 3 — скопления газообразных УВ; 4 — границы надпорядковых тектонических элементов; 5 — границы тектонических элементов I и II порядка; 6 — полигон 3D моделирования

позволили оценить УВ потенциал СЗЛУ и запланировать проведение морских сейсморазведочных работ 3D с целью детализации строения наиболее перспективных ловушек и уточнения местоположения проектных скважин.

Баренцево море, так же, как и Печорское относится к наиболее изученным в российской Арктике. На его акватории выполнен значительный объем региональных и поисковых геолого-геофизических исследований (гравимагнитных, сейсморазведочных, инженерно-геологических, геохимических и бурение скважин), в результате которых открыты уникальные и крупные газоконденсатные и газовые месторождения: Штокмановское, Ледовое, Лудловское и др. [5–7]. Однако северная часть акватории, ввиду отсутствия скважин глубокого бурения, остается неизученной. В связи с этим ряд вопросов, касающихся оценки перспектив нефтегазоносности, в частности, прогноза фазового состава УВ, остается нерешенным.

Учитывая текущую степень изученности северной части Баренцевоморского шельфа (БМШ), перед моделированием стояли следующие задачи: выявление потенциальных очагов генерации и областей наиболее вероятной аккумуляции УВ, прогноз их фазового состава, а также анализ чувствительности модели к неопределенностям входных данных с целью планирования дальнейших ГРП.

Численное трехмерное моделирование выполнялось в пределах области, включающей как северную часть БМШ, так и южную с доказанной газоносностью (рис. 1).

Основными НГМТ в северной части БМШ предположительно являются верхнедевонские (доманиковые), нижнекаменноугольные (визейские), нижнепермские (артинские), триасовые и юрские отложения. Сведений о распространении НГМТ и условий их формирования в различных частях Баренцевоморского бассейна недостаточно для точной оценки их качественных и количественных характеристик, поэтому

были составлены упрощенные схемы начальных содержаний органического углерода ($C_{орг.}$, %) и водородного индекса (НИ).

В результате проведенного моделирования установлено, что на севере шельфа Баренцева моря очаги генерации УВ приурочены к Северо-Баренцевской и Восточно-Баренцевской синеклизам. Наиболее крупными зонами вероятной аккумуляции УВ являются Александровская моноклираль (свод Пинегина), Восточно-Пинегинская ступень, Орловский мегавал и ступень Тегеттгофа (рис. 3).

В пределах северной части БМШ потенциальные НГМТ верхнедевонского, нижнекаменноугольного и нижнепермского возраста на большей части севера БМШ к настоящему времени исчерпали свой генерационный потенциал и только в пределах Восточно-Баренцевской синеклизы и Предновоземельской структурной области находятся преимущественно в ГЗГ. Тип флюида в прогнозируемых скоплениях УВ в палеозойских комплексах преимущественно газовый, что связано с высокой степенью катагенетической зрелости палеозойских НГМТ, а также с процессами вторичного крекинга жидких УВ на больших глубинах. Нижнетри-

асовая (индская) НГМТ находится на последней стадии газообразования в пределах Александровской и Центральной зон поднятий, а на востоке площади работ ее зрелость варьирует от ГЗН к ГЗГ (рис. 3). Степень зрелости нижнетриасовой (оленинской) НГМТ в пределах Северо-Баренцевской синеклизы соответствует ГЗГ, в районе свода Пинегина, прогиба Фобос Западный и ступени Тегеттгофа — ГЗН. Средне- и верхнетриасовая НГМТ — в ГЗН на площади Северо-Баренцевской синеклизы, частично свода Пинегина и прогиба Фобос Западный. В северной части БМШ юрские НГМТ из-за небольшой глубины залегания, за исключением наиболее погруженных зон Северо-Баренцевской синеклизы, находятся на начальных стадиях катагенеза (ПК₁–ПК₃) и являются «незрелыми». В коллекторах ниже-, средне-, верхнетриасового и среднеюрского возраста прогнозируются преимущественно газовые залежи, при этом средняя доля нефти в суммарных объемах УВ, аккумулярованных в каждом из подкомплексов, может достигать 30–35 %.

Наиболее значимым эпизодом, который мог повлиять на сохранность скоплений УВ, является подъем территории БМШ на границе мела и кайнозоя. Мощ-

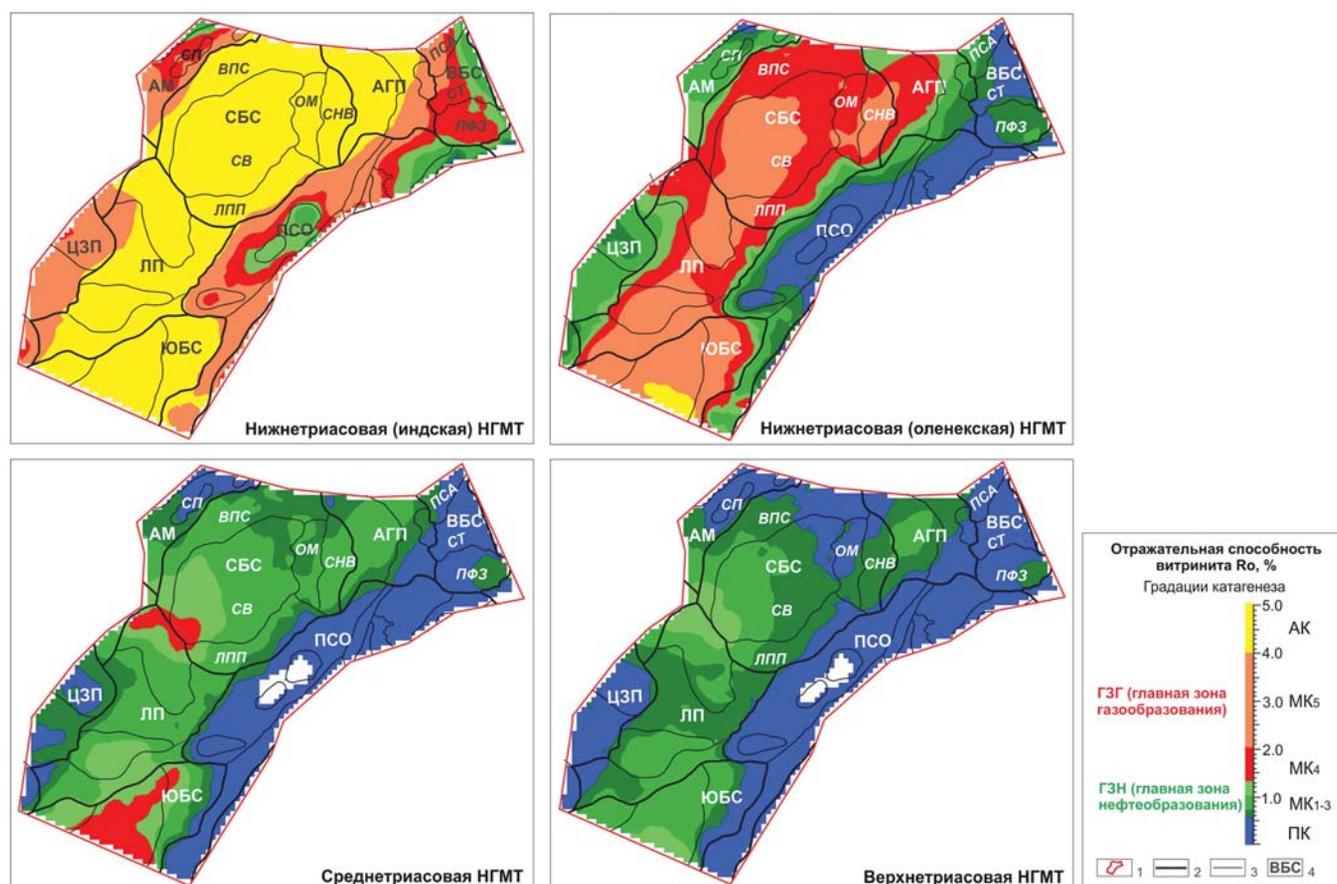


Рис. 3. Схемы современной зрелости органического вещества триасовых нефтегазоматеринских толщ: 1 — полигон 3D моделирования; 2 — границы надпорядковых тектонических элементов; 3 — границы тектонических элементов I и II порядка; 4 — названия тектонических элементов: ВБС — Восточно-Баренцевская синеклиза, СБС — Северо-Баренцевская синеклиза, ЮБС — Южно-Баренцевская синеклиза, ЛПП — Лудловская перемычка, АМ — Александровская моноклираль, АГП — Альбановско-Горбовский порог, ЦЗП — Центральная зона поднятий, ПСО — Предновоземельская структурная область, СП — Свод Пинегина, ВПС — Восточно-Пинегинская ступень, СВ — Северная впадина, ЛПП — Луинско-Персеевский порог, ОМ — Орловский мегавал, СНВ — Северо-Новоземельская впадина, ПСА — Прогиб Святой Анны, СТ — Ступень Тегеттгофа, ПФЗ — Прогиб Фобос Западный

ность размытых отложений в северной части БМШ по разным источникам может достигать от 0,5 км до 1,8 км [13, 14]. Влияние этого события на эволюцию УВ систем, судя по результатам моделирования, было незначительным и не привело к разрушению залежей, но определило фазовый состав аккумуляций УВ, приуроченных к разрывным нарушениям, в связи с активизацией тектонических движений.

Анализ чувствительности модели показал, что основным фактором, оказывающим наибольшее влияние на тип флюида в прогнозируемых скоплениях на севере БМШ, является тип органического вещества триасовых НГМТ. Расчет дополнительных сценариев, учитывающих возможные отличия геохимических характеристик триасовых НГМТ от южной части БМШ (использование сапропелевого ОВ вместо гумусового, другой тип кинетической реакции и т.п.) показал, что доля нефти для триасовых и юрских предполагаемых нефтегазоносных комплексов может быть выше.

С учетом полученных результатов моделирования дальнейшие исследования следует сфокусировать на получении дополнительной информации о НГМТ, а именно — распределении геохимических параметров в разрезе и по площади. Проведение буровых работ в комплексе с восстановлением условий осадконакопления по данным сейсморазведки в северной части БМШ позволило бы снизить эти неопределенности и более точно прогнозировать перспективы нефтегазоносности.

Восточно-Сибирское море. Шельф Восточно-Сибирского моря находится на региональной стадии изучения. Наименьшей изученностью сейсмическими методами характеризуется его восточная часть, где расположен СВЛУ.

Сейсмогеологическая модель изучаемого объекта основана на предположении о сходстве истории его развития с нефтегазоносными бассейнами Северного склона Аляски и американским сектором Чукотского моря [1, 8, 10, 12]. С учетом регионального характера исследований и ограниченного количества геолого-геофизических данных проводилось 2D моделирование с целью оценки зрелости ОВ потенциальных НГМТ в разрезе (в том числе к моменту формирования ловушек) и определения областей наиболее вероятной аккумуляции УВ. Расположение профилей (рис. 1) выбрано таким образом, чтобы они пересекали основные очаги нефтегазогенерации — Северо-Чукотский мегапрогиб, Дремхедский грабен и Пегтымельский прогиб, а также области вероятной аккумуляции УВ [2].

Литолого-петрофизическая характеристика пород, количественные и качественные геохимические параметры в модели заданы по аналогии с хорошо изученным бассейном Северного склона Аляски. В условиях значительной неопределенности исходной геологической информации, а также отсутствия калибровочных данных, применялся вариативный подход. Рассчитаны дополнительные модели, тестирующие различные значения базального теплового потока, проводимости

разрывных нарушений и характеристик НГМТ, масштабы эрозии.

Ввиду отсутствия скважин в регионе нет прямых данных об элементах УВ систем, в том числе о НГМТ. Вместе с тем, проведенные палеогеографические реконструкции и литолого-фациальная характеристика отложений показывают, что формирование осадочных комплексов от нижнего карбона (?) до кайнозоя в пределах Северо-Чукотского мегапрогиба, Дремхедского грабена и Пегтымельского прогиба происходило в морских и прибрежно-морских условиях, благоприятных для образования НГМТ.

Значения базального теплового потока заданы постоянными во времени, но варьирующими от 40 до 60 мВт/м² при расчете различных сценариев. Реконструкция тепловой эволюции Северо-Чукотского мегапрогиба показала, что для всех сценариев теплового режима степень катагенетической преобразованности ОВ НГМТ нижнекаменноугольно-среднепермского (?), верхнепермско-нижнеюрского и верхнеюрско-нижнемелового комплексов в наиболее погруженной части бассейна соответствует зоне апокатагенеза на современном этапе развития УВ систем. В прибортовых частях бассейна нижнемеловая НГМТ только в случае пониженных значений (40 мВт/м²) теплового потока может находиться в ГЗГ в настоящее время. Потенциальные НГМТ отложений аптского, апт-альбского и верхнемелового комплексов находятся в ГЗГ. Катагенетическая зрелость ОВ НГМТ нижней части кайнозойского комплекса соответствует ГЗН [2].

В наиболее погруженной части Дремхедского грабена вероятные НГМТ нижнекаменноугольно-среднепермского (?) и верхнепермско-нижнеюрского комплексов также в настоящее время являются «перезрелыми» или находятся на поздней стадии ГЗГ. Верхнеюрско-нижнемеловой, аптский и апт-альбский комплексы находятся на стадии преимущественной генерации газа, а верхнемеловой комплекс — генерации нефти. ОВ кайнозойского комплекса является «незрелым».

В Пегтымельском прогибе вероятные НГМТ аптского и апт-альбского комплексов по результатам моделирования являются «незрелыми», что значительно снижает перспективы этой зоны с точки зрения генерационно-миграционно-аккумуляционных процессов.

Наибольшее значение для нефтегазоносности региона имеют верхнемеловые и кайнозойский НГМТ, т.к. в наиболее погруженной части Северо-Чукотского прогиба генерационно-миграционные процессы начались после или одновременно с основным структурообразующим этапом, обусловившим формирование ловушек к началу кайнозоя, а триасовые, юрские и нижнемеловые НГМТ к этому времени уже исчерпали свой генерационный потенциал (рис. 4).

Результаты моделирования указывают на высокую вероятность миграции УВ (при наличии резервуаров) в бортовые зоны Северо-Чукотского мегапрогиба и Дремхедского грабена. Основным источником УВ для

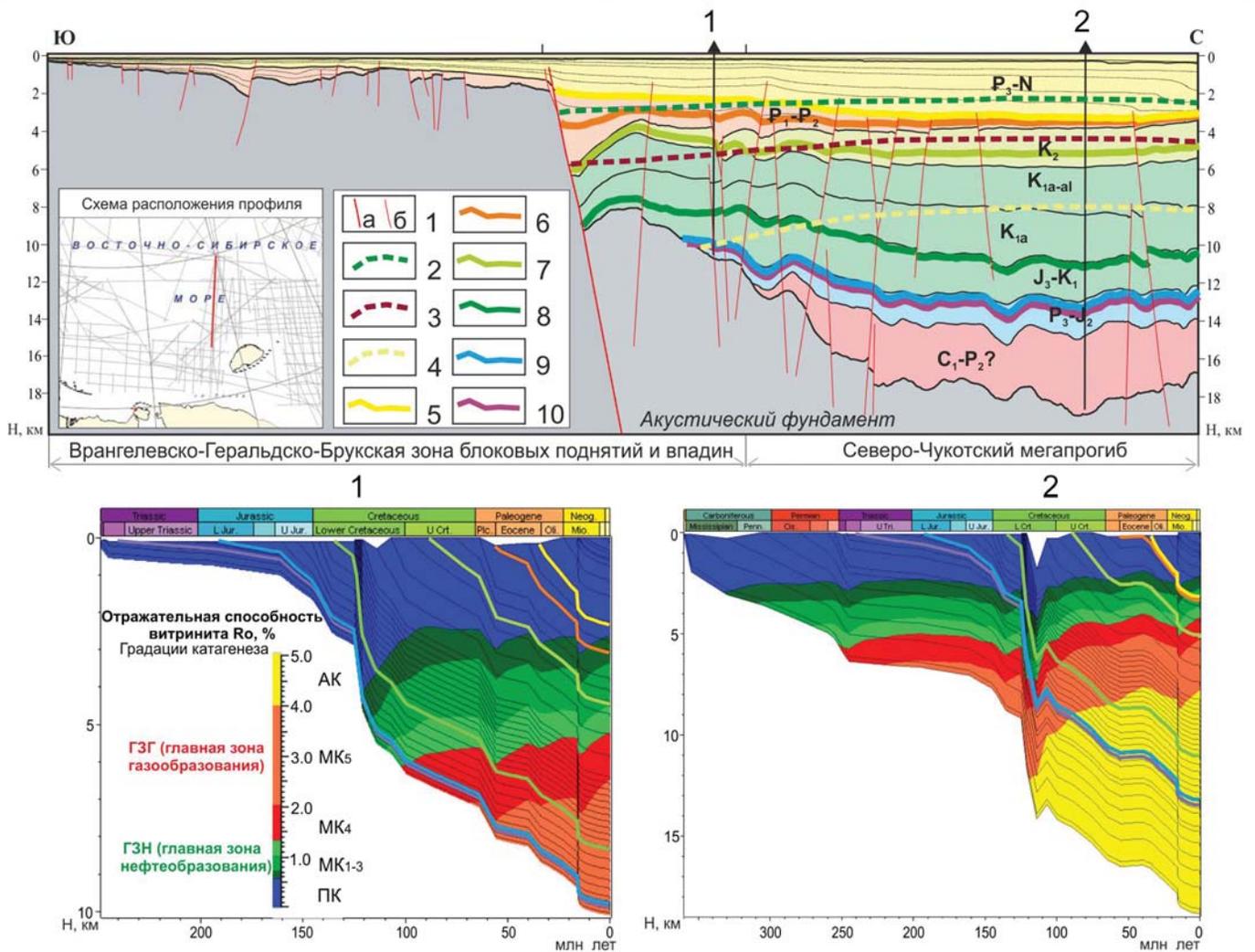


Рис. 4. Современная катагенетическая зональность Северо-Чукотского мегапрогиба и кривые погружения для его бортовой зоны (1) и наиболее погруженной части (2): 1 — дизъюнктивные нарушения: а — главные, б — второстепенные; катагенетическая зрелость органического вещества: 2 — верхняя граница ГЗН, 3 — верхняя граница ГЗГ, 4 — нижняя граница ГЗГ; нефтегазоматеринские (НГМТ) толщи: 5 — эоценовая (Азола), 6 — палеоценовая, 7 — верхнемеловая, 8 — нижнемеловая, 9 — ниже-среднеюрская, 10 — средне-верхнетриасовая

перспективных объектов, расположенных в пределах СВЛУ, являются потенциальные верхнемеловые и кайнозойские НГМТ Северо-Чукотского мегапрогиба и Дремхедского грабена.

Анализ чувствительности моделей к параметрам показал, что тепловой режим и геохимические характеристики, в особенности тип ОВ для верхнемеловых и кайнозойских НГМТ, являются факторами, оказывающими наибольшее влияние на фазовый состав скоплений УВ.

Дальнейшее изучение и более обоснованный прогноз условий осадконакопления этих НГМТ и соответственно типа органического вещества являются ключевым фактором для более точного прогноза фазового состава аккумуляций УВ. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных и моделирование УВ систем показали, что кайнозойский аплифт в пределах Северо-Чукотского мегапрогиба не оказал отрицательного влияния на сохранность залежей УВ в отличие от американского сектора Чукотского

моря [11]. Это повышает перспективы углеводородного потенциала на выявленных объектах в пределах СВЛУ и снижает геологические риски, связанные с сохранностью залежей.

Проведенные исследования позволили высоко оценить УВ потенциал СВЛУ и запланировать проведение морских сейсморазведочных работ 2D в пределах выявленных перспективных зон нефтегазоаккумуляции.

Таким образом, применение методики моделирования УВ систем, основанной на математических, физических и геологических законах, позволило успешно реализовать поставленные задачи: от оценки зрелости потенциальных НГМТ в разрезе осадочного чехла до прогноза соотношения фазового состава УВ для перспективных НГК и ловушек УВ. Она не снижает некоторые неопределенности, при этом систематизирует их, позволяя ранжировать объекты по степени риска в рамках выбранных сценариев.

Комплексная оценка перспектив нефтегазоносности и геологических рисков с применением инстру-

мента моделирования УВ систем является способом снижения экономических рисков и позволяет избежать нерациональных затрат, в особенности когда речь идет о таких малоизученных регионах, как северная часть Баренцева моря и Восточно-Сибирское море.

ЛИТЕРАТУРА

1. Заварзина, Г.А. Перспективы поисков нефти и газа на шельфе Восточно-Сибирского моря / Г.А. Заварзина, Р.Р. Мурзин, Д.С. Шапабаева, О.А. Захарова / VII Международная научно-практическая конф. и выставка EAGE «Санкт-Петербург 2016»: Тезисы докладов. — СПб., 2016.
2. Заварзина, Г.А., Тектоническое районирование шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей на основании комплексной интерпретации геолого-геофизических данных / Г.А. Заварзина, Д.С. Шапабаева, Р.Р. Мурзин, О.А. Захарова, Д.А. Колчанов // РРОнефть. Профессионально о нефти. — 2017. — № 2(4). — С. 53–60.
3. Прищепа, О.М. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) / О.М. Прищепа, Т.К. Баженова, В.И. Богацкий // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 1129–1150.
4. Русак, И.А. Оценка перспектив нефтегазоносности терригенных отложений верхней перми восточной части Печорского моря / И.А. Русак, Н.И. Зобнина, М.М. Жесткова // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2013). — СПб.: ХИМИЗДАТ, 2013. — С. 58–63.
5. Ступакова, А.В. Нефтегазоносность Баренцевоморского шельфа / А.В. Ступакова, Т.А. Кирихина // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. Обзор. — Вып. 6. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2001. — 62 с.
6. Ступакова, А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна / А.В. Ступакова, А.А. Кирихина, Д.А. Сулова, Д.А. Норина и др. // Георесурсы. — 2015. — № 2(61). — С. 13–27.
7. Супруненко, О.И. Перспективы нефтегазоносности Печорского и Российской части шельфа Баренцева морей по результатам бассейнового моделирования 2D / О.И. Супруненко, И.В. Орешкин, Н.В. Лопатин, К.Г. Вискунова, О.И. Меркулов // Геология, геофизика

- и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2007. — № 12. — С. 4–11.
8. Шапабаева, Д.С. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря на основе моделирования углеводородных систем / Д.С. Шапабаева, Г.А. Заварзина, О.А. Захарова // Геокрым-2016. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики: Матер. VI Международной науч.-прак. конф. ЕАГО. — Алушта, 2016.
 9. Hantschel, T., Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / T. Hantschel, A.I. Kauerauf. — Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
 10. Magoon, L.B. Alaskan North Slope Petroleum Systems (open-file Report) / L.B. Magoon, P.G. Lillis, K.J. Bird, C. Lampe, K.E. Peters. — USGS, 2002. — 3–324.
 11. Schenk, O. Petroleum System Modeling of Northern Alaska / O. Schenk, K.E. Peters, L.B. Magoon, K.J. Bird // Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series. — 2012. — № 4. — P. 317–338.
 12. Sherwood, K.W. Structure and stratigraphy of the Hanna Trough, U.S. Chukchi Shelf / K.W. Sherwood, P.P. Johnson, J.D. Craig, S.A. Zerwick, R.T. Lothamer, D.K. Thurston and S.B. Hurlbert // Tectonic Evolution of the Bering Shelf-Chukchi Sea-Arctic Margin and Adjacent Landmasses, Geological Society of America Special Paper 360. — Boulder, Colorado. — 2002. — P. 39–66.
 13. Smelror, M. Geological History of the Barents sea, Norway / M. Smelror, O.V. Petrov, G.B. Larssen, S.C. Werner. — Geological Survey of Norway: edited by Geological Survey of Norway, 2009.
 14. Sobolev, P. Cenozoic uplift and erosion of the Eastern Barents Sea — constraints from offshore well data and the implication for petroleum system modelling. / P. Sobolev. — Z. dt. Ges. Geowiss, Stuttgart. — 2012. — № 163/3. — P. 323–338.

© Коллектив авторов, 2018

Заварзина Галина Александровна // Zavarzina.GA@gazpromneft-ntc.ru
Шапабаева Динара Саламатовна // Shapabaeva.DS@gazpromneft-ntc.ru
Космынин Владислав Александрович // Kosmyinin.VA@gazpromneft-ntc.ru
Захарова Оксана Александровна // Zaharova.OA@gazpromneft-ntc.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.682.2

Щербакова Т.А.¹, Бахтин А.И.², Шевелев А.И.¹
(1 — ФГУП «ЦНИИгеолнеруд», 2 — ФГАОУ ВО «Казанский федеральный университет»)

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ ГИДРОМАГНЕЗИТА В КОРАХ ВЫВЕТРИВАНИЯ СЕРПЕНТИНИТОВ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Проведен расчет энергии Гиббса по реакции гидролиза серпентинита на основе термодинамической активности составляющих компонент с формированием гидромагнетита как в зоне гипергенеза серпентинитов, так и в прилегающих современных озерах. Полученные расчеты подтверждаются аналитическими исследованиями. **Ключевые слова:** серпентинит, гидромагнетит, гидролиз, кора выветривания, энергия Гиббса, термодинамическая активность, концентрация.

Shcherbakova T.A.¹, Bakhtin A.I.², Shevelev A.I.¹
(1 — TSNIIgeolnerud, 2 — KFU)

HYDROCHEMICAL PROCESS OF HYDROMAGNESITE FORMATION IN WEATHERING CRUSTS OF SERPENTINITES AND CENOZOIC SEDIMENTARY COMPLEXES

*The calculation of Gibbs energy for the reaction of hydrolysis of serpentinite based on the thermodynamic activity of constituent components with the formation of hydromagnesite both in the zone of hypergenesis of serpentinites and in adjacent modern lakes is carried out. The obtained calculations are confirmed by analytical studies. **Keywords:** serpentinite, hydromagnesite, hydrolysis, weathering crust, Gibbs energy, thermodynamic activity, concentration.*

Последовательность апомагматических неразрывно связанных процессов определяет потенциальность материнского субстрата генерировать магнетическое вещество: первичная ультраосновная порода