

УДК 553.98.061.32:551.762.2/.3(571.1)

ОЦЕНКА ВРЕМЕНИ РЕАЛИЗАЦИИ ГЛАВНОЙ ФАЗЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© 2017 г. | А.А. Дешин¹, П.И. Сафронов², Л.М. Бурштейн²¹ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия, DeshinAA@ipgg.sbras.ru;²ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия, SafronovPI@ipgg.sbras.ru, BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

EVALUATION OF REALIZATION TIME OF THE MAIN PHASE OF OIL GENERATION IN THE MIDDLE – UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA

© 2017 | A.A. Deshin¹, P.I. Safronov², L.M. Burshtein²¹FGAOU VO “Novosibirsk State University”, Novosibirsk, Russia, DeshinAA@ipgg.sbras.ru;²FGBUN “Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences”, Novosibirsk, Russia, SafronovPI@ipgg.sbras.ru, BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

Поступила 28.04.2017 г.

Принята к печати 07.07.2017 г.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование; нефтегазопроизводящие комплексы; главная зона нефтеобразования; баженовский горизонт; малышевский горизонт; Западная Сибирь.*

Для нефтегазопроизводящих толщ верхней – средней юры севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на основе историко-генетического (бассейнового) подхода реконструированы масштабы и времена реализации главной фазы нефтегазообразования. Одномерное численное моделирование выполнено для разрезов восьми скважин, расположенных на территории Ямальской, Гыданской и западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Результаты моделирования показали, что на территории исследования все рассматриваемые нефтегазопроизводящие толщи вошли в главную зону нефтеобразования. Нефтегазопроизводящие отложения в скважинах, расположенных в наиболее погруженных частях района на Южно-Носковской, Трехбугорной, Штормовой и Харасавэйской площадях, вышли за пределы главной зоны нефтеобразования и перешли в глубинную зону газообразования. Отложения малышевского и баженовского горизонтов на Южно-Тамбейской, Утренней, Геофизической, Пеляткинской и Тотаяхинской площадях находятся в главной зоне нефтеобразования. Наибольшие объемы генерации как жидких, так и газообразных углеводородов наблюдаются в зонах с повышенным тепловым потоком, повышенным качеством органического вещества и существенными толщинами нефтегазопроизводящих толщ. Средняя плотность генерации УВ в малышевском горизонте составила для жидких УВ 1,7 млн т/км², для газообразных — 500 млн м³/км². Средняя плотность генерации УВ в баженовском горизонте составила для жидких УВ 750 тыс. т/км², для газообразных — 220 млн м³/км².

Received 28.04.2017

Accepted for publishing 07.07.2017

Key words: *basin modeling; oil and gas generative formations; main zone of oil generation; Bazhenov horizon; Malyshev horizon; West Siberia.*

For the Upper – Middle Jurassic oil and gas generative formations in the North of the West Siberian oil and gas basin the extent and time of realization of the main phase of oil and gas generation have been reconstructed using the historic-genetic (basin) approach. One-dimensional numerical modeling was performed for sections of 8 wells located in the territory of the Yamalskaya, Gy-danskaya and Yenisei-Khatangskaya (its western parts only) oil and gas bearing areas. Results of the modeling show that all considered oil and gas generative formations have entered the main zone of oil generation in the studied territory. The oil and gas generative deposits in wells located in the most deeply buried parts of the region, as in the S. Noskovskaya, Trekhbugornaya, Shtormovaya and Harasaveyskaya areas, have left the main zone of oil generation and passed into the deep zone of gas generation. Deposits of the Malyshev and Bazhenov horizons in the S. Tambey, Utrenniaya, Geofizicheskaya, Peliatkinskaya and Totaiakhinskaya areas are located in the main zone of oil generation. Generation of largest volumes of both liquid and gaseous hydrocarbons (HC) is noted in zones of elevated heat flux, higher quality of organic matter and considerable thicknesses of oil and gas generative formations. Average density of the HC generation in the Malyshev horizon was 1.7 million tons/km² and 500 million m³/km² for fluid and gaseous HC, respectively. Average density of the HC generation in the Bazhenov horizon was 750 thous. tons/km² and 500 million m³/km² for fluid and gaseous HC, respectively.

К настоящему времени традиционные районы и объекты поисков, разведки и добычи УВ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) достигли высокой степени зрелости. Поисково-разведочные работы смещаются в сравнительно менее изученные, по современным представлениям преимущественно газоносные, северные районы провинции. При выборе направлений и планировании объемов этих работ определяющую роль играет обоснованная количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Традиционно при оценке перспектив нефтегазоносности территории Западно-Сибирской НГП наряду с методами экспертных и количественных геологических аналогий широко применялись различные варианты генетического подхода [15, 24]. В последнее десятилетие для северных территорий и акваторий Западно-Сибирской НГП был выполнен целый ряд такого рода работ с использованием метода бассейнового (историко-генетического) моделирования [1, 2, 23, 27 и др.]. Данная статья продолжает цикл исследований, проводившихся ИНГГ СО РАН [19, 26, 32], и направлена на уточнение генерационных характеристик (ОВ) основных нефтегазопроизводящих толщ верхней и средней юры, времен и масштабов реализации их потенциала.

Район и объекты исследований

Территория исследований охватывает Ямальскую, Гыданскую и западные районы Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО). В тектоническом отношении территория исследования с севера ограничена Южно-Карской мегавпадиной и Южно-Карской мегаседловиной, с востока — Агапско-Енисейским желобом, с юга — Мессояжской наклонной грядой и находится в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы (рис. 1). Стратиграфический разрез платформенного осадочного чехла на территории исследований начинается с отложений триаса, а заканчивается четвертичными осадками, его мощность местами достигает 7–8 км [3, 10, 17, 30].

Объектами исследований стали потенциально нефтегазопроизводящие породы малышевского горизонта средней юры и баженовского горизонта верхней юры в разрезах скважин Геофизическая-52, Пеляткинская-15, Штормовая-112, Тотяхинская-25, Трехбугорная-445, Южно-Носковская-318, Южно-Тамбейская-70, Утренняя-279 и Харасавэйская-103.

Малышевский горизонт представлен одноименной свитой. Отложения горизонта накапливались в конце байосского и в батское время в условиях интенсивного поступления глинистого материала и постепенной, но неравномерной трансгрессии [20, 30].

Баженовский горизонт на территории исследования представлен абалакской и баженовской свита-

ми, а на востоке — гольчихинской свитами. Отложения баженовского горизонта накапливались в условиях максимума обширной позднеюрской трансгрессии. В кимердж-волжское время в центральной и западной частях территории исследований формировались в значительной мере обогащенные углеродом кремнисто-глинистые осадки баженовской свиты, а на северо-восточной периферии бассейна — глинистые отложения гольчихинской свиты [16, 21].

Фактический материал

Фактические данные, использовавшиеся в работе, включали литостратиграфические характеристики разрезов скважин, данные современной и палеотермометрии (отражательная способность витринита R_o), геохимические и пиролитические характеристики рассеянного ОВ (современное содержание $C_{орг}$, температура второго пиролитического максимума T_{max} , текущий водородный индекс НІ). Отсутствующие данные дополнялись по результатам региональных построений [19]. Сводные геохимические характеристики представлены в таблице.

Современное содержание $C_{орг}$ в глинистых про- слоях малышевского горизонта достигает 2,2 % в наиболее погруженных областях. Толщина отложений горизонта в исследуемых скважинах изменяется от 80 до 300 м. Значение НІ достигает 148 мг УВ/г $C_{орг}$, среднее значение T_{max} — 452 °С [9] (см. таблицу).

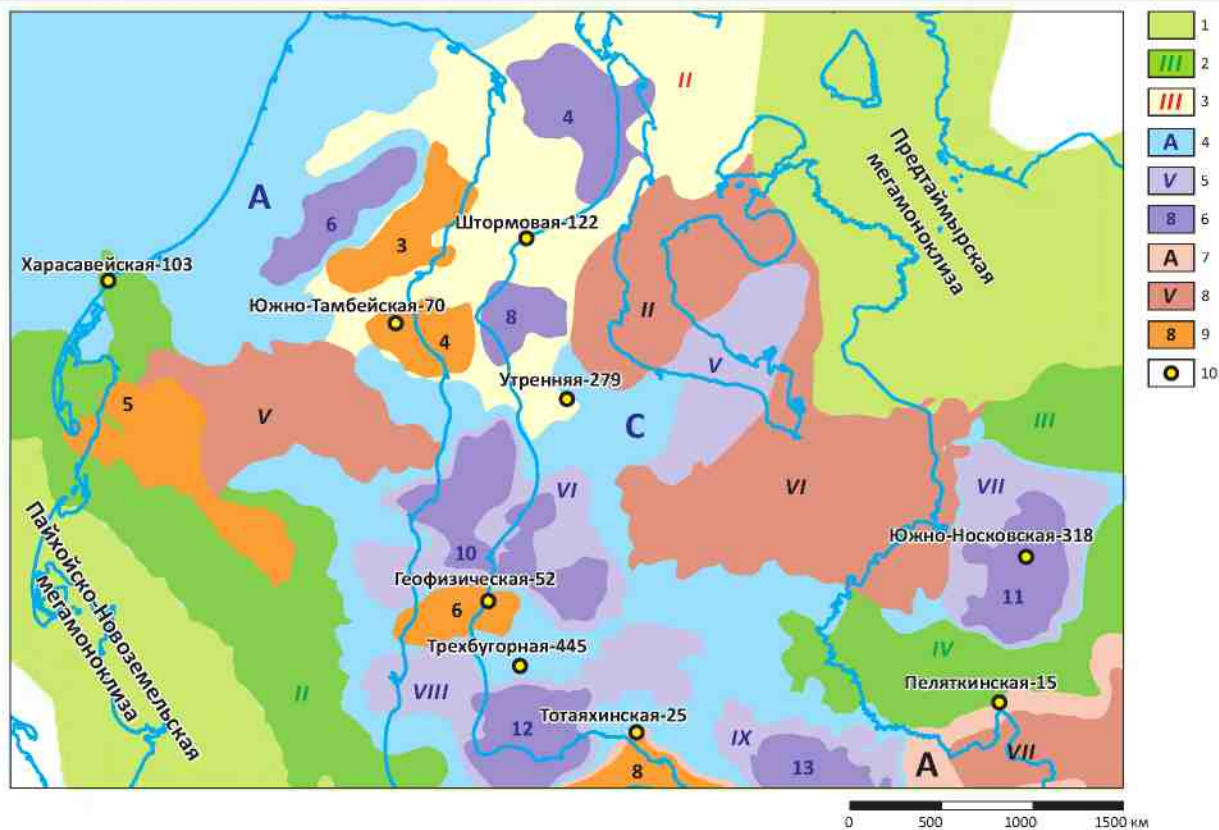
Современное содержание $C_{орг}$ в глинистых фа- циях баженовского горизонта (баженовская и гольчихинская свиты) составляет в среднем 1,4 %, значение НІ достигает 252 мг УВ/г $C_{орг}$ на Пеляткинской площади при среднем значении 147 мг УВ/г породы на всей исследуемой территории. Среднее значение T_{max} составляет 450 °С [8]. Толщина баженовского горизонта изменяется от первых десятков до 300 м.

Методика работы

Для центральных и северных районов Западной Сибири первые оценки времен реализации фаз нефтегазообразования на основе историко-генетического подхода были выполнены в 1970-е гг. [14, 28]. Современные методы численного моделирования развития осадочного чехла позволяют более детально реконструировать динамику преобразования ОВ нефтегазопроизводящих толщ и выявлять временные границы реализации фаз нефтегазообразования.

Наиболее полное описание современных численных моделей, используемых в методике бассейнового моделирования, приведено в работе Т. Хантшела [33]. В настоящей статье для проведения вычислительных экспериментов использовался одномерный модуль программного комплекса Temis (разработка Veicip-Franlab).

Рис. 1. Фрагмент тектонической карты территории исследования
 Fig. 1. Fragment of tectonic map of the territory under study



1 — мегамоноклизы внешнего пояса; 2 — мега-, мезо-, моноклинали; 3 — мега-, мезо-, седловины.
Отрицательные тектонические элементы: 4 — надпорядковые, 0 порядка; 5 — I порядка; 6 — II порядка.
Положительные тектонические элементы: 7 — надпорядковые, 0 порядка; 8 — I порядка; 9 — II порядка; 10 — скважины, используемые в моделировании.
Мега-, мезо-, моноклинали: II — Восточно-Пайхойская моноклиза, III — Южно-Таймырская мегамоноклинал, IV — Северо-Мессояхская мегамоноклинал.
Мега-, мезо-, седловины: II — Южно-Карская мегаседловина.
Отрицательные тектонические элементы: 0 порядок: A — Карская мегасинеклиза, C — Антипаяутинско-Тадеебахинская мегасинеклиза; I порядок: V — Среднегыданский мегаврез, VI — Тадеебахинский мегaproгиб, VII — Енисейская мегавпадина, VIII — Яптиксалинская мегавпадина, IX — Восточно-Антипаяутинская мегавпадина;
 II порядок: 4 — Северо-Гыданская мегавпадина, 6 — Верхнетамбейский мезопрогиб, 8 — Монгтеяхинская мезовпадина, 10 — Парисентовская мезовпадина, 11 — Беловская мезовпадина, 12 — Чугорная мезовпадина, 13 — Внутренняя мезовпадина.
Положительные тектонические элементы: 0 порядок: A — Мессояхская наклонная гряда;
 I порядок: II — Северо-Гыданский мегавыступ, V — Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, VI — Гыданский мегавыступ, VII — Усть-Портовский мегавыступ;
 II порядок: 3 — Северо-Тамбейский мезовал, 4 — Южно-Тамбейское куполовидное мезоподняtie, 5 — Геофизический мезовал, 8 — Нижнемессояхский мезовал
 1 — mega-monocline of outer shell; 2 — mega-, meso-, monocline; 3 — mega-, meso-, saddles.
Negative tectonic elements: 4 — superorder, 0-order; 5 — I-order; 6 — II-order.
Positive tectonic elements: 7 — superorder, 0-order; 8 — I-order; 9 — II-order; 10 — wells used in modelling.
Mega-, meso-, monoclines: II — Vostochno-Paykhoyskaya monocline, III — Yuzhno-Taimyrskaya mega-monocline, IV — Severo-Messoyakhskaya mega-monocline.
Mega-, meso-, saddles: II — Yuzhno-Karskaya mega-saddle.
Negative tectonic elements: 0-order: A — Karskaya mega-syncline, C — Antipayutinsko-Tadebyakhinskaya mega-syncline;
 I-order: V — Srednegydanskiy mega-cut, VI — Tadebyakhinskiy mega-deep, VII — Eniseyskaya mega-depression, VIII — Yaptiksalinskaya mega-depression, IX — Vostochno-Antipayutinskaya mega-depression;
 II-order: 4 — Severo-Gydanskaya mega-depression, 6 — Verkhnetambeyskiy meso-deep, 8 — Mongteyakhinskaya meso-depression, 10 — Parisentovskaya meso-depression, 11 — Belovskaya meso-depression, 12 — Chugornaya meso-depression, 13 — Vnutrennyaya meso-depression.
Positive tectonic elements: 0-order: A — Messoyakhskaya sloping ridge;
 I-order: II — Severo-Gydanskiy mega-uplift, V — Bovanenkovsko-Nurminskiy sloping mega-swell, VI — Gydanskiy mega-uplift; VII — Ust-Portivskiy mega-uplift;
 II-order: 3 — Severo-Tambeyskiy meso-swell, 4 — Yuzhno-Tambeyskoye dome-shaped meso-rise, 5 — Geophizicheskiy meso-swell, 8 — Nizhnemessoyakhskiy meso-swell

Таблица. Средние характеристики нефтегазопроизводящих пород малышевского и баженовского горизонтов
Table. Average characteristics of oil and gas generation rocks of the Bazhenov and Malyshev horizons

Скважина	Баженовский горизонт			Малышевский горизонт		
	$C_{орг}$, %	T_{max} , °C	HI, мг УВ/г $C_{орг}$	$C_{орг}$, %	T_{max} , °C	HI, мг УВ/г $C_{орг}$
Геофизическая-52	1,40	450	147	2,62	438	172
Пеляткинская-15	2,22	440	252	3,15	451	123
Штормовая-112	1,40	450	147	2,10	453	124
Тотаяхинская-25	1,40	450	147	2,10	453	124
Трехбугорная-445	0,83	448	145	2,10	453	124
Южно-Носковская-318	1,20	468	50	1,40	477	67
Южно-Тамбейская-70	1,47	445	143	2,10	453	124
Утренняя-279	1,40	450	147	1,94	445	148

На первом этапе восстановления истории осадконакопления была построена цифровая (численная) модель каждой скважины, характеризующая толщины свит, масштабы размывов и литологию отложений. Тепловая история осадконакопления реконструировалась на основе данных об отражательной способности витринита, характеризующей максимальные палеотемпературы, о современных температурах и положении нижней границы вечной мерзлоты. Варьируемым параметром при калибровке тепловой истории выступала плотность эффективного теплового потока на нижней границе верхней мантии. В результате серии вычислительных экспериментов удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных и фактических значений R_0 (рис. 2), современных температур отложений [5, 6, 22] (рис. 3) и плотности современного теплового потока [7].

Интервал изменения расчетной плотности теплового потока на нижней границе литосферы составил 21–36 мВт/м², в основании осадочного чехла — 38–52 мВт/м².

Основными параметрами, определяющими динамику и интенсивность генерации УВ, являются кинетические характеристики керогена. Наиболее достоверно их можно оценить по данным специализированного многоскоростного пиролиза, возможно, более незрелых образцов керогена. В случае отсутствия таких данных можно использовать кинетические параметры известных керогенов «стандартного» типа — I, II (IIs) и III [33]. Традиционно принято отождествлять керогены I типа с аквагенными керогенами озерного генезиса, керогены II типа — с аквагенными керогенами морского генезиса (IIs — накопление рассеянного ОВ в условиях постоянного или периодического сероводородного заражения), а керогены III типа — с террагенными керогенами.

Смешанная природа ОВ малышевского и баженовского горизонтов северо-востока Западной Сибири была неоднократно отмечена многими авторами [8, 9, 18, 19, 25, 26, 29]. При этом по комплексу органико-геохимических, биомаркерных показателей делается вывод о преобладании в породах малышевского и баженовского горизонтов террагенных керогенов, а присутствие аквагенных керогенов отмечается лишь в некоторых глинистых прослоях этих толщ [8, 9, 18, 19, 25].

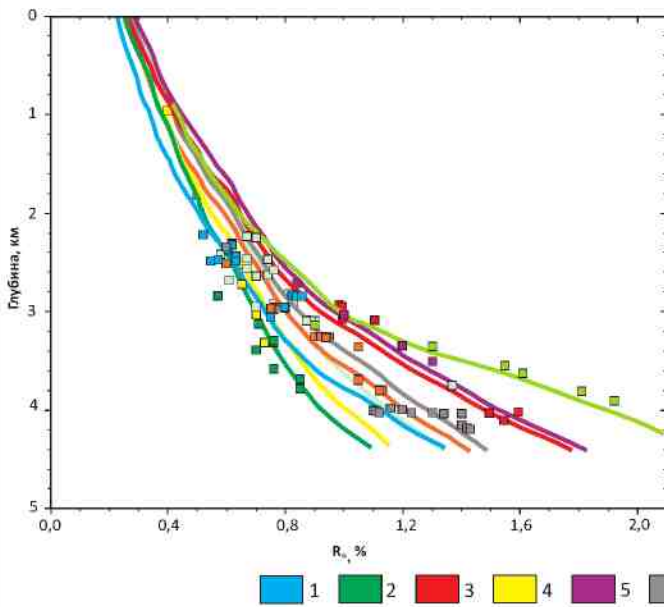
В то же время использование для моделирования созревания рассеянного ОВ в баженовском и малышевском горизонтах кинетических характеристик, соответствующих III типу керогена, не позволяет получить удовлетворительное соответствие расчетных и фактических данных.

В контексте моделирования истории генерации, как представляется авторам статьи, удобнее различать «генетический» и «кинетический» типы керогена. Последний определяется набором кинетических параметров и начальным HI. Таким образом, тип керогена, определяемый по модифицированной диаграмме Ван-Кревелена, на которой отношения водород/углерод и кислород/углерод заменены на значения HI и T_{max} , является кинетическим.

Дополнительно заметим, что, с точки зрения авторов статьи, модифицированную диаграмму Ван-Кревелена корректнее называть диаграммой Эспиталье, который, по всей вероятности, первым применил ее на практике [31].

В рамках предложенного подхода керогены нефтегазопроизводящих пород баженовского и малышевского горизонтов занимают промежуточное положение между II и III стандартными типами керогена (рис. 4, 5). Заметим, что часть образцов подверглась значительному преобразованию (до стадий

Рис. 2. Расчетные и фактические значения отражательной способности витринита
Fig. 2. Calculated and actual values of the vitrinite reflectance factor



Усл. обозначения к рис. 2, 3

Скважины (1–9): 1 — Геофизическая-52, 2 — Пеляткинская-15, 3 — Штормовая-122, 4 — Тотаяхинская-25, 5 — Трехбугорная-445, 6 — Южно-Носковская-318, 7 — Южно-Тамбейская-70, 8 — Утренняя-279, 9 — Харасавэйская-103; 10 — расчетные значения; 11 — фактические данные

Legend to Fig. 2, 3

Wells (1–9): 1 — Geofizicheskaya-52, 2 — Pelyatkinskaya-15, 3 — Shtormovaya-122, 4 — Totayakhinskaya-25, 5 — Trekhbugornaya-445, 6 — Yuzhno-Noskovskaya-318, 7 — Yuzhno-Tambeyskaya-70, 8 — Utrennyaya-279, 9 — Kharasaveyskaya-103; 10 — calculated values; 11 — experimental data

Рис. 3. Расчетные и фактические значения температур в исследуемых скважинах

Fig. 3. Calculated and actual values of temperature in the studied wells

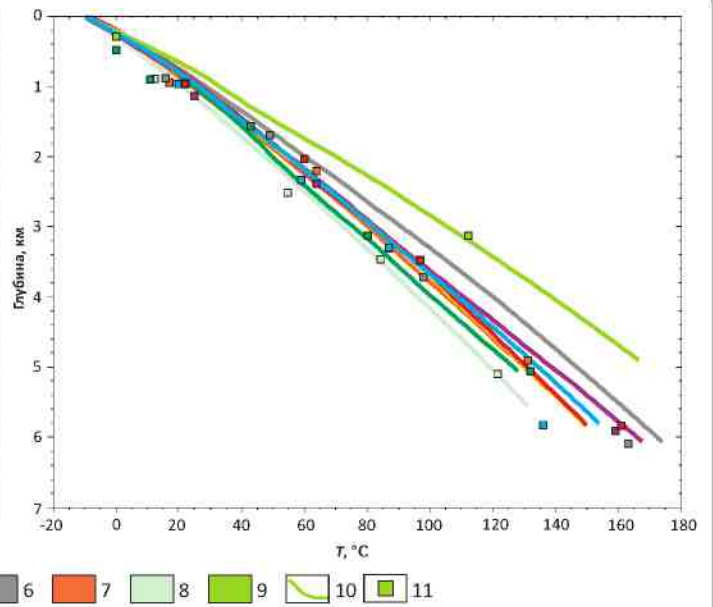
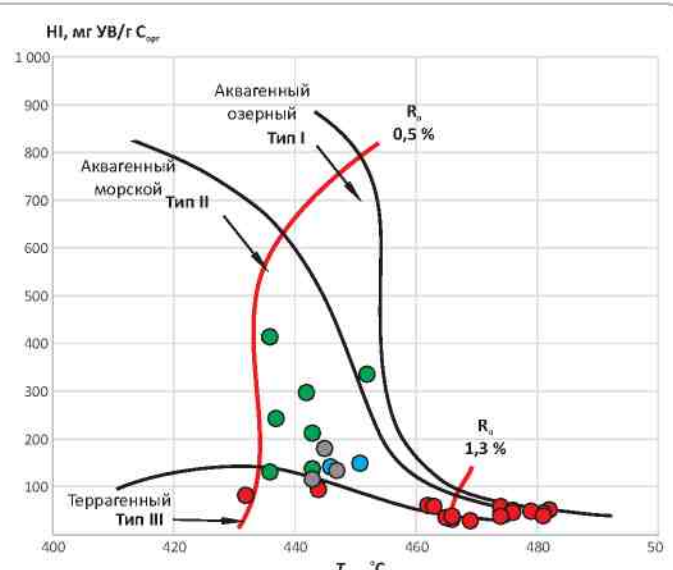
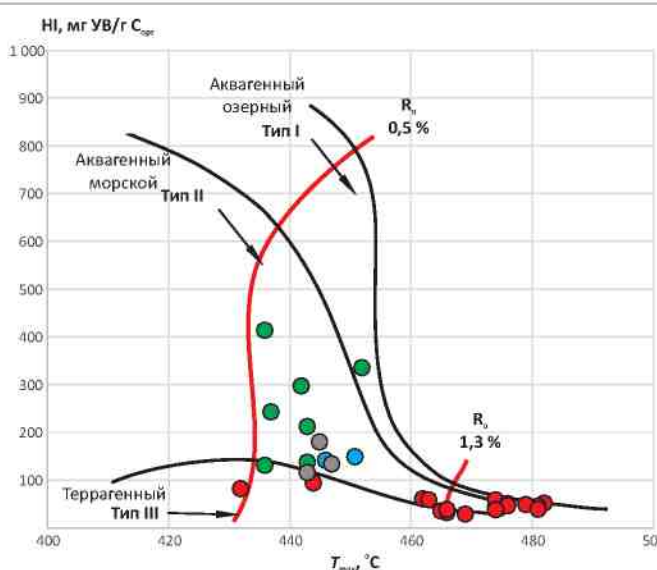


Рис. 4. Диаграмма Эспиталье (T_{max} -HI) керогена глинистых фаций баженовского горизонта
Fig. 4. Espitalie's diagram (T_{max} -HI) for kerogen from shale facies of the Bazhenov horizon

Рис. 5. Диаграмма Эспиталье (T_{max} -HI) керогена глинистых фаций мальшевского горизонта
Fig. 5. Espitalie's diagram (T_{max} -HI) for kerogen from shale facies of the Malyshev horizon



Усл. обозначения к рис. 4, 5 / Legend to Fig. 4, 5

- Южно-Носковская-318
Yuzhno-Noskovskaya-318
- Пеляткинская-15
Pelyatkinskaya-15
- Южно-Тамбейская-70
Yuzhno-Tambeyskaya-70
- Трехбугорная-445
Trekhbugornaya-445

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

МК₅-АК₁), и их пиролитические характеристики неприменимы для однозначного обоснования типов керогенов.

На этом основании для моделирования динамики генерации УВ использовались кинетические характеристики, соответствующие керогену, промежуточному между II и III типами. Для достижения максимального соответствия результатов вычислительных экспериментов наблюдаемым фактическим данным для керогенов баженовского и малышевского горизонтов в разрезах каждой скважины дополнительно калибровалось значение начального водородного индекса — HI_0 .

При оценке времени реализации главной фазы нефтеобразования [4, 10–13] ее границы выделялись на основе расчетных значений R_0 и принимались равными 0,6 % для начала фазы и 1,0 % — для ее окончания.

Результаты и обсуждение

Скважина *Штормовая-112* находится в пределах Западно-Зеленомысовского куполовидного поднятия.

Отложения малышевского горизонта начали погружаться в главную зону нефтеобразования 103 млн лет назад, в альбе, и вышли из нее 56 млн лет назад, в палеоцене. За это время отложения прогрелись от 107 до 146 °С. Плотность генерации жидких углеводородов в окрестностях скважины составила 1444,8 тыс. т/км², газообразных — 475,0 млн м³/км² (рис. 6).

Пик генерации жидких УВ отложениями малышевского горизонта пришелся на коньякское время (89,2 млн лет), газообразных — на начало палеоцена (63,4 млн лет).

Отложения баженовского горизонта, представленного на Штормовой площади гольчихинской свитой, начали погружаться в главную зону нефтеобразования 99,6 млн лет назад, в сеномане, и покинули ее 46,3 млн лет назад в эоцене, испытав прогрев отложений от 108 до 144 °С. За это время отложениями гольчихинской свиты было образовано 552,7 тыс. т/км² жидких УВ и 195,9 млн м³/км² — газообразных. Максимальные объемы генерации жидких УВ были достигнуты в сеномане (97,3 млн лет), газообразных — в начале палеоцена (65,5 млн лет) (рис. 7).

Скважина *Южно-Тамбейская-70* расположена на западном борту Южно-Тамбейского куполовидного мезоподнятия.

В окрестностях скв. Южно-Тамбейская-70 отложения малышевского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования с начала турона (93,9 млн лет). Изменение максимальных температур с начала фазы до настоящего времени варьировало от 107 до 129 °С. Плотность генерации жидких УВ на Южно-Тамбейской площади с момента начала главной фазы

нефтеобразования составляет 1030,9 тыс. т/км², газообразных — 261,2 млн м³/км². Максимальные значения генерации УВ были достигнуты в конце маастрихта (69,5–65,5 млн лет) (см. рис. 6).

Отложения баженовского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования на протяжении 91,6 млн лет, с турона. За этот период температура отложений выросла с 108 до 132 °С. В течение главной фазы нефтеобразования отложениями баженовской свиты было сгенерировано 737,3 тыс. т/км² жидких и 166,6 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации пришелся на поздний маастрихт (см. рис. 7).

Скважина *Утренняя-279* находится в центральной части Пэкседского куполовидного поднятия.

Отложения малышевского горизонта в скв. Утренняя-279 начали погружаться в главную зону нефтеобразования 100,7 млн лет назад, в конце альба — начале сеномана. На данный момент отложения из главной зоны нефтеобразования не вышли. Температура отложений изменилась от 107 до 136 °С. Плотность генерации УВ составила 4424,2 тыс. т/км² жидких и 1389,5 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации нефти пришелся на конец мела — начало палеоцена, газа — на середину эоцена (см. рис. 6).

Отложения баженовского горизонта, представленные в скважине баженовской нефтегазогенерирующей толщей, находятся в главной зоне нефтеобразования 95,0 млн лет, с середины сеномана. За это время температура отложений возросла с 106 до 134 °С. Генерация нефти отложениями баженовской свиты с начала главной фазы нефтеобразования составила 1261,2 тыс. т/км², достигнув пика в маастрихтское время, генерация газа за это же время — 333,3 млн м³/км², достигнув пиковых значений в начале эоцена (см. рис. 7).

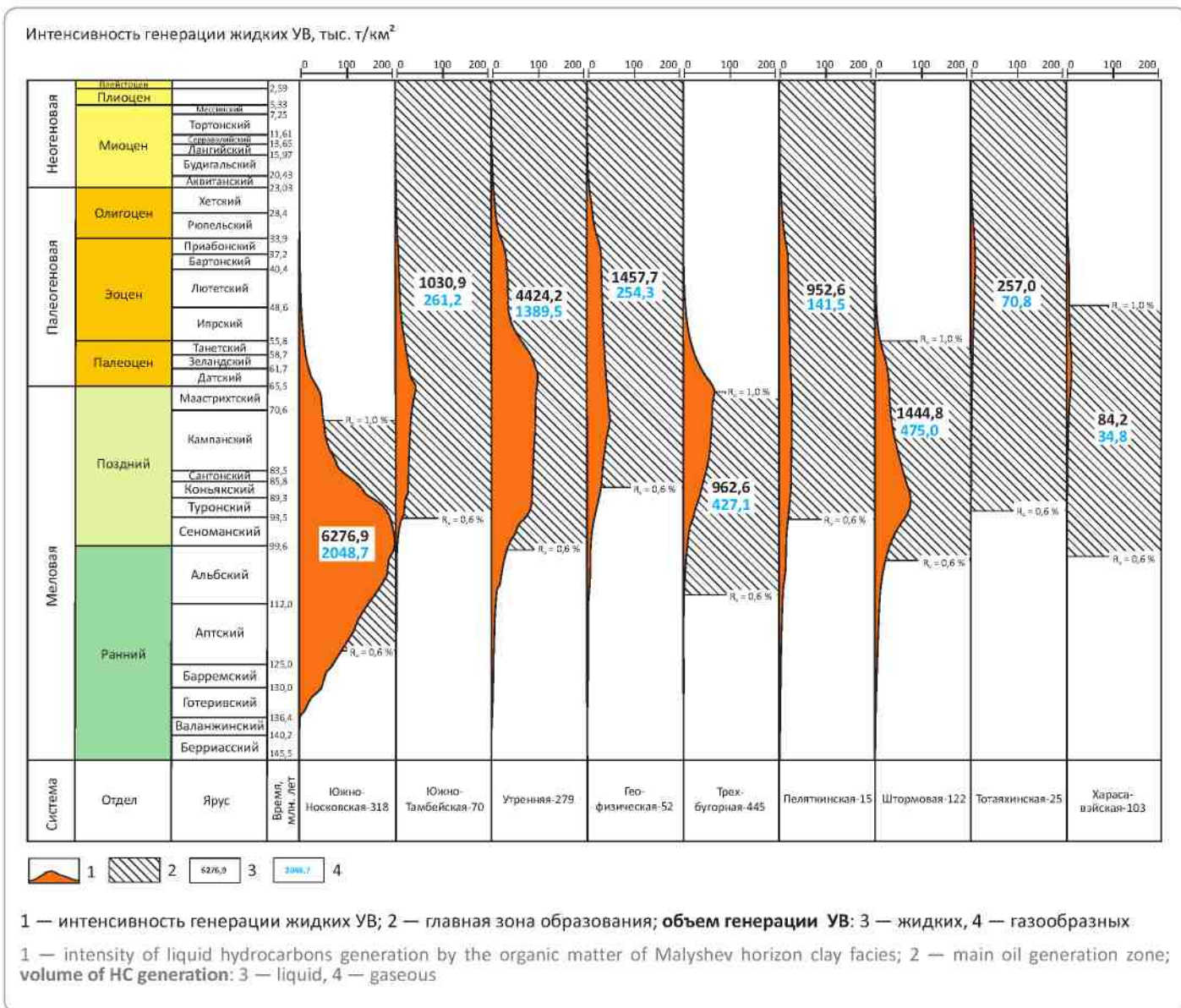
Скважина *Геофизическая-52* расположена в восточной части Геофизического мегавала.

На Геофизической площади отложения малышевского горизонта находятся в главной зоне нефтегазообразования на протяжении 87,3 лет, с коньякского времени. За этот период температура отложений изменилась с 104 до 123 °С. Суммарная плотность генерации нефти в районе скв. Геофизическая-52 составила 1457,7 тыс. т/км², газа — 254,3 млн м³/км². Пик генерации жидких УВ пришелся на конец кампанского времени, газообразных — на конец эоцена (см. рис. 6).

Отложения баженовского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования 81,6 млн лет. За это время ОВ, заключенным в породах горизонта, образовано 427,2 тыс. т/км² нефти и 67,3 млн м³/км² газа с максимальными объемами генерации в кампанское и лютетское время соответственно. Отложения подвергались температурному влиянию в диапазоне от 103 до 119 °С (см. рис. 7).

Рис. 6. Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций мальшевского горизонта

Fig. 6. Intensity of liquid and gaseous HC generation by organic matter from shale facies of the Malyshev horizon



Скважина *Трехбугорная-445* расположена на одноименном куполовидном поднятии. В ее окрестностях отложения мальшевского горизонта находились в главной зоне нефтеобразования с 110,4 до 66,8 млн лет, с альба по маастрихт включительно. За этот отрезок времени температура отложений изменилась с 107 °С до 147 °С, а плотность генерации УВ составила 962,6 тыс. т/км² для нефти и 427,1 млн м³/км² для газа. Пик генерации УВ пришелся на конец мела – начало палеоцена (см. рис. 6).

Отложения баженковского горизонта претерпели главную фазу нефтеобразования в период 101,9–52,3 млн лет назад, конец раннего мела – начало эо-

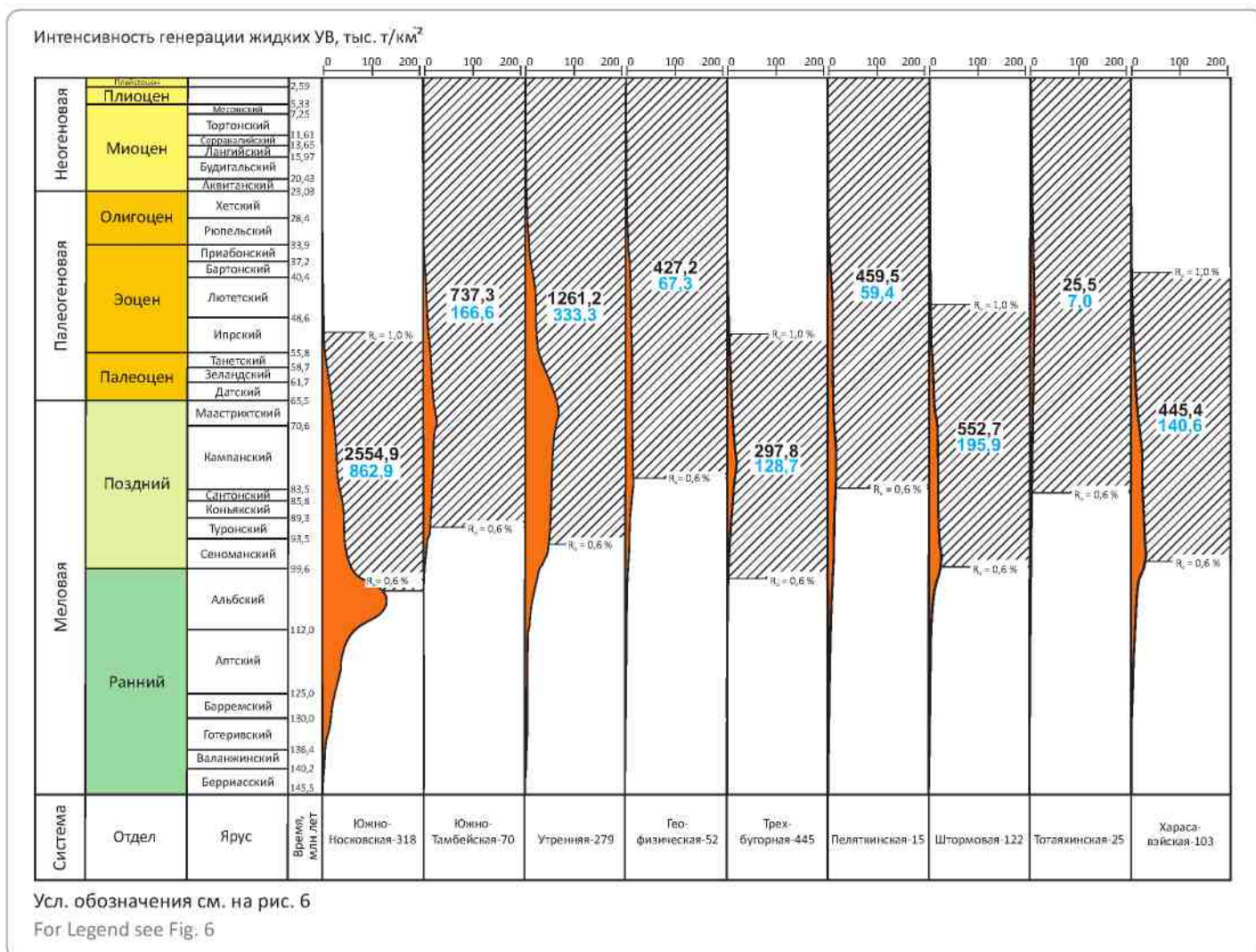
цена. Температура отложений изменилась от 102 до 144 °С. Плотность генерации жидких УВ органическим веществом баженковского горизонта составила 297,8 тыс. т/км², газообразных – 128,7 млн м³/км² (см. рис. 7).

Скважина *Тотаяхинская-25* расположена в восточной части Нижне-Мессояхского мезовала. На Тотаяхинской площади отложения мальшевского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования 92,3 млн лет, с турона. За этот промежуток времени ОВ горизонта образовано 257,0 тыс. т/км² нефти и 70,8 млн м³/км² газа, а температура отложений возросла от 104 до 127 °С. Пик генерации УВ пришелся на середину эоцена, 38 млн лет назад (см. рис. 6).

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 7. Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций баженовского горизонта

Fig. 7. Intensity of liquid and gaseous HC generation by organic matter from shale facies of the Bazhenov horizon



В отложениях баженовского горизонта главная фаза нефтеобразования началась 84,5 млн лет назад, в сантоне. Объемы генерации в окрестностях скважины составили 27,5 тыс. т/км² жидких и 7,0 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации УВ имел место в раннем эоцене (48,5–45,8 млн лет). Диапазон температур, которым подверглись отложения, составил 103–122 °С (см. рис. 7).

Скважина *Южно-Носковская-318* расположена в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, осевой части Центрально-Таймырского жлоба. На этой территории она является одной из самых глубоких скважин, вскрывших отложения малышевского горизонта. Главная зона нефтеобразования была пройдена отложениями горизонта в период 121,8–72,1 млн лет назад, в апте – начале маастрихта. За это время органическим веществом горизонта было обра-

зовано 6276,9 тыс. т/км² жидких и 2048,7 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации нефти и газа пришелся на конец сеномана – начало турона (95,7–92,6 млн лет). Диапазон изменения температур отложений составил 108–143 °С (см. рис. 6).

Баженовский горизонт, представленный отложениями гольчихинской свиты, находился в главной зоне нефтеобразования в период 112,2–44,2 млн лет назад, в позднем альбе – середине эоцена. За этот промежуток времени плотность генерации составила 2554,9 тыс. т/км² для жидких и 852,9 млн м³/км² для газообразных УВ. Диапазон изменения температур отложений составил 105–143 °С (см. рис. 7).

Скважина *Пеляткинская-15* расположена на северном борту Мессояхской наклонной гряды. Отложения малышевского горизонта находятся в глав-

ной зоне нефтеобразования 94,1 млн лет, с сеномана. Плотность генерации нефти близ скважины составляет 950,6 тыс. т/км², газа — 141,5 млн м³/км². Пик максимальной генерации УВ пришелся на конец мела — начало палеоцена. Отложения малышевского горизонта подверглись прогреву с 102 до 115 °С (см. рис. 6).

Отложения гольчихинской свиты также не вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в ней с конца сантона — начала кампана. Плотность генерации углеводородов за этот промежуток времени составила 950,6 тыс. т/км² для нефти и 141,5 млн м³/км² для газа. Пик генерации УВ приходится на кампанское время. Диапазон температур составил 102–109 °С (см. рис. 7).

Скважина *Харасавэйская-103* расположена на одноименном куполовидном поднятии южнее Южно-Карской мегавпадины. Отложения малышевского горизонта на Харасавэйской площади находились в главной зоне нефтеобразования от 102,1 до 48,3 млн лет назад, конец альба — начало эоцена. Плотность генерации составила ничтожные 84,2 тыс. т/км² жидких и 34,8 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации нефти пришелся на начало палеоцена (62,6 млн лет), газа — на конец эоцена (36,9 млн лет). Диапазон изменения температур — 105–147 °С (см. рис. 6).

Отложения баженовского горизонта вступили в главную зону нефтеобразования 98,5 млн лет назад, в сеномане, и вышли из нее 39,7 млн лет назад, в середине эоцена. За этот период ОВ горизонта было сгенерировано 445,4 тыс. т/км² жидких и

140,6 млн м³/км² газообразных УВ. Пик генерации нефти пришелся на сеноманское время (97,4 млн лет), газа — на кампанское время (75,9 млн лет). Диапазон изменения температур отложений составил 106–142 °С (см. рис. 7).

Заключение

Результаты моделирования показали, что на территории исследования все рассматриваемые нефтегазопроизводящие толщи вошли в главную зону нефтеобразования. Нефтегазопроизводящие отложения в скважинах, расположенных в наиболее погруженных частях района (на Южно-Носковской, Трехбугорной, Штормовой и Харасавэйской площадях), вышли за пределы главной зоны нефтеобразования и перешли в глубинную зону газообразования. Отложения малышевского и баженовского горизонта на Южно-Тамбейской, Утренней, Геофизической, Пеляткинской и Тотаяхинской площадях находятся в главной зоне нефтеобразования.

Наибольшие объемы генерации как жидких, так и газообразных УВ наблюдаются в пределах скважин с повышенным тепловым потоком, повышенным качеством ОВ и существенными толщинами нефтегазопроизводящих пород. Средняя плотность генерации УВ в малышевском горизонте составила: для жидких — 1,7 млн т/км², газообразных — 500 млн м³/км². Средняя плотность генерации УВ в баженовском горизонте: для жидких — 750 тыс. т/км², для газообразных — 220 млн м³/км².

Литература / References

1. Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. — Ростов-на-Дону: Контики, 2015. — 256 с.
Astakhov S.M. Georeactor. Algorithms of oil and gas formation. Rostov-on-Don: Kontiki; 2015. 256 p.
2. Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Кринин В.А., Фомин А.Н. Перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по геохимическим данным // Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология. — СПб.: Изд-во ВНИИОкеангеологии, 2002. — С. 364–371.
Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Krinin V.A., Fomin A.N. Estimation of oil and gas potential of Jurassic-Cretaceous deposits in the Yenisei-Khatanga regional deep and in the Northeast of the West Siberian plate based on geochemical data. In: Dodin D.A., Surkov V.S., eds. Rossiyskaya Arktika: geologicheskaya istoriya, minerageniya, geoekologiya. St. Petersburg: VNIIOkeangeologia; 2002. pp. 364–371.
3. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Деценя Н.П., Брадучан Ю.В., Хафизов Ф.З. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2000. — № 1. — С. 2–13.
Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenia N.P., Braduchan Yu.V., Khafizov F.Z. The main problems of stratigraphy of the Mesozoic oil and gas play in West Siberia. Geologiya nefi i gaza. 2000;(1):2–13.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. — 1967. — № 11. — С. 137–142.
Vassoyevich N.B. Theory of the sedimentation-migration origin of oil (historical review and current state). Izv. AN SSSR. Ser. Geologicheskaya. 1967;(11):137–142.
5. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т., Голубев В.А., Девяткин В.Н., Дорофеева Р.П., Зорин Ю.А., Казанцев С.А., Калинин А.Н., Курчиков А.Р., Лепина С.В., Силифонкин В.И., Соколова Л.С., Ставицкий Б.П., Ратников С.А., Цибульский В.Р. Тепловое поле недр Сибири. — Новосибирск: Наука, 1987. — 196 с.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Duchkov A.D., Lysak S.V., Balabayev V.T., Golubev V.A., Devyatkin V.N., Dorofeyeva R.P., Zarin Yu.A., Kazantsev S.A., Kalinin A.N., Kurchikov A.R., Lepina S.V., Silifonkin V.I., Sokolova L.S., Stavitskiy B.P., Ratnikov S.A., Tsibulskiy V.R. Thermal field of the Siberian subsoil. Novosibirsk: Nauka; 1987. 196 p.

6. *Дучков А.Д., Балобаев В.Т., Володько Б.В.* Температура, криолитозона и радиогенная теплогенерация в земной коре Северной Евразии. – Новосибирск: Изд-во ОИГГИМ СО РАН, 1994. – 141 с.

Duchkov A.D., Balabayev V.T., Volodko B.V. Temperature, cryolithic zone and radiogenic heat generation in the Earth's crust of the Northern Eurasia. Novosibirsk: OIGGiM SO RAN; 1994. 141 p.

7. *Дучков А.Д., Железняк М.Н., Аюнов Д.Е., Веселов О.В., Соколова Л.С., Казанцев С.А., Горнов П.Ю., Добрецов Н.Н., Болдырев И.И., Пчельников Д.В., Добрецов А.Н.* Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс]. – 2015. – Режим доступа: <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/> (дата обращения: 19.01.2017).

Duchkov A.D., Zheleznyak M.N., Ayunov D.E., Veselov O.V., Sokolova L.S., Kazantsev S.A., Gornov P.Yu., Dobretsov N.N., Boldyrev I.I., Pchelnikov D.V., Dobretsov A.N. Geothermal atlas of Siberia and the Far East. 2015. Available at: <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/> (accessed 19.01.2017).

8. *Ким Н.С.* Нефтегазогенерационный потенциал юрско-нижнемеловых пород Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным пиролиза // Науки о Земле. Современное состояние: материалы I Всероссийской молодежной научно-практической конференции (Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, 28 июля – 4 августа 2013 г.). – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2013. – С. 96–97.

Kim N.S. Oil and gas generation potential of the Jurassic – Lower Cretaceous rocks in the Yenisei-Khatanga regional trough according to the pyrolysis data. *Nauki o zemle. Sovremennoye sostoyanie: materialy I Vserossiyskoy molodezhnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Geological field test site "Shira", Republic of Khakassia, July 28 – August 4, 2013). Novosibirsk: NGU; 2013. pp. 96–97.

9. *Ким Н.С., Родченко А.П.* Органическая геохимия и нефтегазоносный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236–1252.

Kim N.S., Rodchenko A.P. Organic geochemistry and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous deposits in the Yenisei-Khatanga regional deep. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):1236–1252.

10. *Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А.* Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. Organic matter metamorphosis and some issues of oil and gas presence (case study of Mesozoic deposits of the West Siberia lowland). *Geologiya i geofizika*. 1967;(2):16–29.

11. *Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Rogozina E.A., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГИМС. Сер. Нефтяная геология. – Л.: Недра, 1967. – Вып. 50. – 223 с.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Zimin Yu.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Lugovtsov A.D., Melnikova V.M., Parparova G.M., Rogozina E.A., Stasova O.F., Trushkov P.A., Fomichev A.S. Oil-producing strata and conditions for oil formation in the Mesozoic sediments of the West Siberia lowland. In: *Trudy SNIIGGIMS. Ser. Neftyanaya geologiya*. Issue 50. Leningrad: Nedra; 1967. 223 p.

12. *Конторович А.Э., Rogozina E.A., Трофимук А.А.* Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтегазопроизводящих толщ // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС. – М.: Недра, 1972. – Вып. 131. – С. 227–260.

Kontorovich A.E., Rogozina E.A., Trofimuk A.A. Primary migration of hydrocarbons and identification of oil and gas producing sequences. In: *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti*. In: *Trudy SNIIGGIMS*. Issue 131. Moscow: Nedra; 1972. pp. 227–260.

13. *Конторович А.Э.* Циклы и фазы нефтеобразования. Состав продуктов первичной миграции битумоидов // Органическая геохимия мезозойских нефтеносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974. – С. 96–100.

Kontorovich A.E. Cycles and phases of oil formation. Composition of products of bitumen primary migration. In: *Organicheskaya geokhimiya mezozoyskikh neftenosnykh otlozheniy Sibiri*. Moscow: Nedra; 1974. pp. 96–100.

14. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.* Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervier Yu.G. Oil and gas geology of West Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 680 p.

15. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтеносности и газоносности // Тр. СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1976. – С. 189–204.

Kontorovich A.E. Geochemical methods of quantitative prediction of oil presence and gas presence. In: Trudy SNIIGGIMS. Moscow: Nauka; 1976. pp. 189–204.

16. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Казаненков В.А., Казарбин В.В., Махнева Е.Н., Ямковая Л.С. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 1477–1491.

Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Zanin Yu.N., Zamirailova A.G., Kazanenkov V.A., Kazarbin V.V., Makhneva E.N., Yamkovaya L.S. Lithology, organic geochemistry and conditions of formation of the main rock types in the Bazhenov Formation (Western Siberia). *Geologiya i geofizika*. 1998;39(11):1477–1491.

17. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.

Kontorovich V.A., Beliaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic times. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1832–1845.

18. Конторович А.Э., Конторович В.А., Конторович А.А., Ершов С.В., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Грекова Л.С., Ким Н.С., Фомин М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западных и центральных районов Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 17–21 июня 2013 г.). – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 2013. – С. 112–118.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Kontorovich A.A., Ershov S.V., Beliaev S.Yu., Burstein L.M., Grekova L.S., Kim N.S., Fomin M.A. Geological structure and oil and gas potential of the western and central regions of the Yenisei-Khatanga trough. *Neftegazogeologicheskii prognos i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sb. materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii* (St. Petersburg, June 17–21, 2013). St. Petersburg: VNIIGRI; 2013. pp. 112–118.

19. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

Kontorovich A.E., Burstein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Poliakov A.A., Skvortsov M.B. Geological-historic modeling of the processes of naftide genesis in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):1179–1226.

20. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):972–1012.

21. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.

Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Geologiya i geofizika*. 2016;57(11):2034–2043.

22. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.

Kurchikov A.R., Stavitsky B.P. Geothermics of oil and gas bearing areas of the West Siberia. Moscow: Nedra; 1987. 134 p.

23. Малышева С.В., Васильев В.Е., Косенкова Н.Н., Ананьев В.В., Комиссаров Д.К., Мурзин Р.Р., Рослов Ю.В. Моделирование процессов формирования углеводородных систем Южно-Карского бассейна: принципы и результаты // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 13–17.

Malysheva S.V., Vasiliev V.E., Kosenkova N.N., Ananiev V.V., Komissarov D.K., Murzin R.R., Roslov Yu.V. Simulation of the processes of hydrocarbon systems formation in the South Kara basin: principles and results. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2011;(3):13–17.

24. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – Л.: Гостоптехиздат, 1962. – 240 с.

Neruchev S.G. Oil producing formations and oil migration. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1962. 240 p.

25. Родченко А.П., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Нефтегазогенерационный потенциал верхнеюрских отложений западной части

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным пиролиза // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: сб. докладов конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (г. Санкт-Петербург, 23–24 октября 2014 г.). – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 2014.

Rodchenko A.P., Kim N.S., Melenevsky V.N., Fomin A.N. Oil and gas generation potential of the Upper Jurassic deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough based on the pyrolysis data. *Problemy vosproizvodstva zapasov nefiti i gaza v sovremennykh usloviyakh: sb. dokladov konferentsii, posvyashchennoy 85-letiyu VNIIGRI* (St. Petersburg, October 23–24, 2014). St. Petersburg: VNIIGRI; 2014.

26. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.

Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Simulation of hydrocarbon generation, migration and accumulation processes in the Jurassic and Cretaceous sequences of the Yenisei-Khatanga basin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(5):48–55.

27. Ступакова А.В., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Мальцев В.В., Павлов С.П., Ульянов Г.В. Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 47–51.

Stupakova A.V., Kazanin G.S., Ivanov G.I., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Maltsev V.V., Pavlov S.P., Ulianov G.V. Simulation of hydrocarbon formation processes in the South Kara Basin. *Razvedka i okhrana neдр*. 2014;(4):47–51.

28. Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С. Успехи органической теории происхождения нефти // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. – 1973. – С. 32–42.

Trofimuk A.A., Kontorovich A.E., Vyshemirsky V.S. Success of the organic theory of oil origin. In: Khain V.E., ed. *Modern problems in geology and geochemistry of fossil fuels*. Moscow: Nauka; 1973. pp. 32–42.

29. Филиппов Ю.А., Болдусhevская Л.Н., Кринин В.А., Конторович А.А., Меленевский В.Н. Применение пиролиза для изучения катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангской и северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 12. – С. 1837–1842.

Filipsov Yu.A., Boldushevskaya L.N., Krinin V.A., Kontorovich A.A., Melenevskiy V.N. Use of pyrolysis in studying the catagenesis of organic matter from Mesozoic deposits of the Yenisei-Khatanga oil and gas area and northeastern parts of the Pur-Tazovskaya oil and gas area. *Geologiya i geofizika*. 1999;40(12):1837–1842.

30. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девиатов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 480 с.

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Deviatov V.P., Ilyina V.I., Meledina S.V., Gaydeburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. Stratigraphy of Siberian oil and gas bearing basins. The Jurassic system. Novosibirsk: SO RAN, "Geo" branch; 2000. 480 p.

31. Espitalie J., Deroo G., Marguis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – Première et Deuxième partie. *Rev. Inst. Fr. Pétrole*. 1985;40(5,6):563–579;755–784.

32. Fjellanger E., Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Barboza S.A., Hardy M.J. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin. *Proceedings of petroleum geology conference*. 2010;7:659–668.

33. Hantshel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Berlin: Springer; 2009. 476 p.

Объявлен прием в аспирантуру на 2017 год

Федеральное государственное бюджетное учреждение
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
объявляет прием в аспирантуру в 2017 г. на заочное отделение по следующим специальностям:



- 25.00.09 – Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых;
- 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений.

Заявления о приеме на обучение в аспирантуру и документы подаются на имя директора ФГБУ «ВНИГНИ» до 1 октября 2017 г.

К заявлению прилагаются следующие документы:

- 1) копия документа, удостоверяющего личность и гражданство поступающего;
- 2) оригинал или копия диплома специалиста или диплома магистра (при наличии);
- 3) документы, свидетельствующие об индивидуальных достижениях поступающего (изобретения, научные публикации, участие в научных грантах, дипломы и грамоты за участие в научных конференциях);
- 4) личный листок по учету кадров;
- 5) реферат по теме диссертации;
- 6) 2 фотографии 3x4.

Вступительные испытания проводятся с 10 октября 2017 г.

Справочная информация на сайте www.vnigni.ru
Контакты: 8 (495) 673-05-64, моб. 8(916) 924-86-84
E-mail: aspirantura@vnigni.ru

Адрес: 105118 Москва, шоссе Энтузиастов, дом 36, ВНИГНИ