

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018

УДК 552.578.061.32(571.121)

Дешин А.А.Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, DeshinAA@ipgg.sbras.ru**Бурштейн Л.М.**Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ИНГГ СО РАН); Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (НГУ) Новосибирск, Россия, BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

ОЦЕНКА МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для нефтегазопроизводящих толщ верхней и средней юры на севере Западно-Сибирского мегабассейна, представленных отложениями баженовского и малышевского горизонтов, выполнена оценка масштабов генерации углеводородов. Оценка производилась на основании методов бассейнового моделирования. Выполнено одномерное и трёхмерное численное моделирование.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование, нефтегазопроизводящая толща, баженовский горизонт, малышевский горизонт, Западная Сибирь.*

Введение

На сегодняшний день на объектах центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции добыча углеводородов (УВ) достигла максимума или уже падает. Значительные перспективы стабилизации добычи УВ в провинции связывают с ее северными территориями, в том числе с Усть-Енисейской зоной. Определяющую роль при планировании разведочных работ на новых территориях играет количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Для оценки нефтегазоносного потенциала применялись различные методы, в том числе и генетический подход [Конторович, 1976; Неручев, 1962]. На территории исследования выполнен ряд таких работ с использованием методик бассейнового (историко-генетического) моделирования ([Бостриков и др., 2011; Астахов, 2015; Болдушевская и др., 2002; Малышева и др., 2011; Дешин и др., 2017; Ступакова и др., 2014; Трофимук, Конторович, Вышемирский, 1973, Конторович и др., 2013а; Сафронов и др., 2011; Fjellanger et al., 2010] и др.). Основная цель работы – оценить масштабы генерации УВ органическим веществом (ОВ) основных нефтегазопроизводящих толщ (НПТ) верхней и средней юры на территории исследования.

В плане нефтегазоносности территория исследования включает Гыданскую, западные районы Енисей-Хатангской и восточную часть Ямальской нефтегазоносных областей. Тектонический каркас юрского структурного яруса на территории исследования представлен с севера Южно-Карской мегавпадиной и Южно-Карской мегаседловиной, с востока –

Агапско-Енисейским желобом, с юга – Мессояхской наклонной грядой. В центральной части территории располагается Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиза (рис. 1). Разрез платформенного осадочного чехла включает триас и заканчивается четвертичными осадками. Толщина осадочного чехла местами достигает 7-8 км [Бочкарев и др., 2000; Конторович и др., 1975; Шурыгин и др., 2000]. Границы модельного блока показаны на рис. 1.

Объекты исследования - потенциально нефтегазопроизводящие породы малышевского горизонта средней юры и баженовского горизонта верхней юры. Основная задача исследования – реконструкция истории формирования разреза, становления полей температур в осадочном чехле, а также генерации УВ на территории исследования.

Малышевский горизонт представлен одноимённой свитой. В конце байосского и в батское время накапливались отложения горизонта (в основном глинистый материал), происходила постепенная, но неравномерная трансгрессия [Конторович и др., 2013в; Шурыгин и др., 2000].

Баженовский горизонт на территории исследования представлен абалакской и баженовской свитами, на востоке - гольчихинской свитой. Осадконакопление отложений горизонта происходило в киммердж-волжское время. Состав свит - кремнисто-глинистый, в значительной мере свиты обогащены углеродом [Конторович и др., 1998; Конторович и др., 2016].

В качестве фактических данных использовались литостратиграфические характеристики горизонтов осадочного чехла, данные о современных температурах и палеотермометрии (отражательная способность витринита R_o), геохимические и пиролитические характеристики рассеянного ОВ (современное содержание органического углерода в породах - $C_{орг}$, температура второго пиролитического максимума – T_{max} , текущий водородный индекс – HI). Отсутствующие данные дополнялись по результатам региональных построений [Конторович и др., 2013а]. В табл. 1 приведены современные геохимические характеристики ОВ малышевского и баженовского горизонтов, для скважин по разрезам которых построены одномерные модели генерации УВ.

Как видно из таблицы, современное содержание органического углерода в глинистых прослоях малышевского горизонта колеблется от 1,4 до 3,15%. Толщина отложений горизонта на исследуемой территории изменяется от 80 до 300 м. Значение водородного индекса достигает 172 мг УВ/г $C_{орг}$. Среднее значение T_{max} – 452°C [Ким, Родченко, 2013].

Начальные значения УВ потенциала восстанавливались с учетом расчетных коэффициентов трансформации. Исходный УВ потенциал ОВ баженовского горизонта - в пределах от 150 до 450 мг УВ/г $C_{орг}$, среднее значение по всей территории исследования составило 330 мг УВ/г $C_{орг}$.

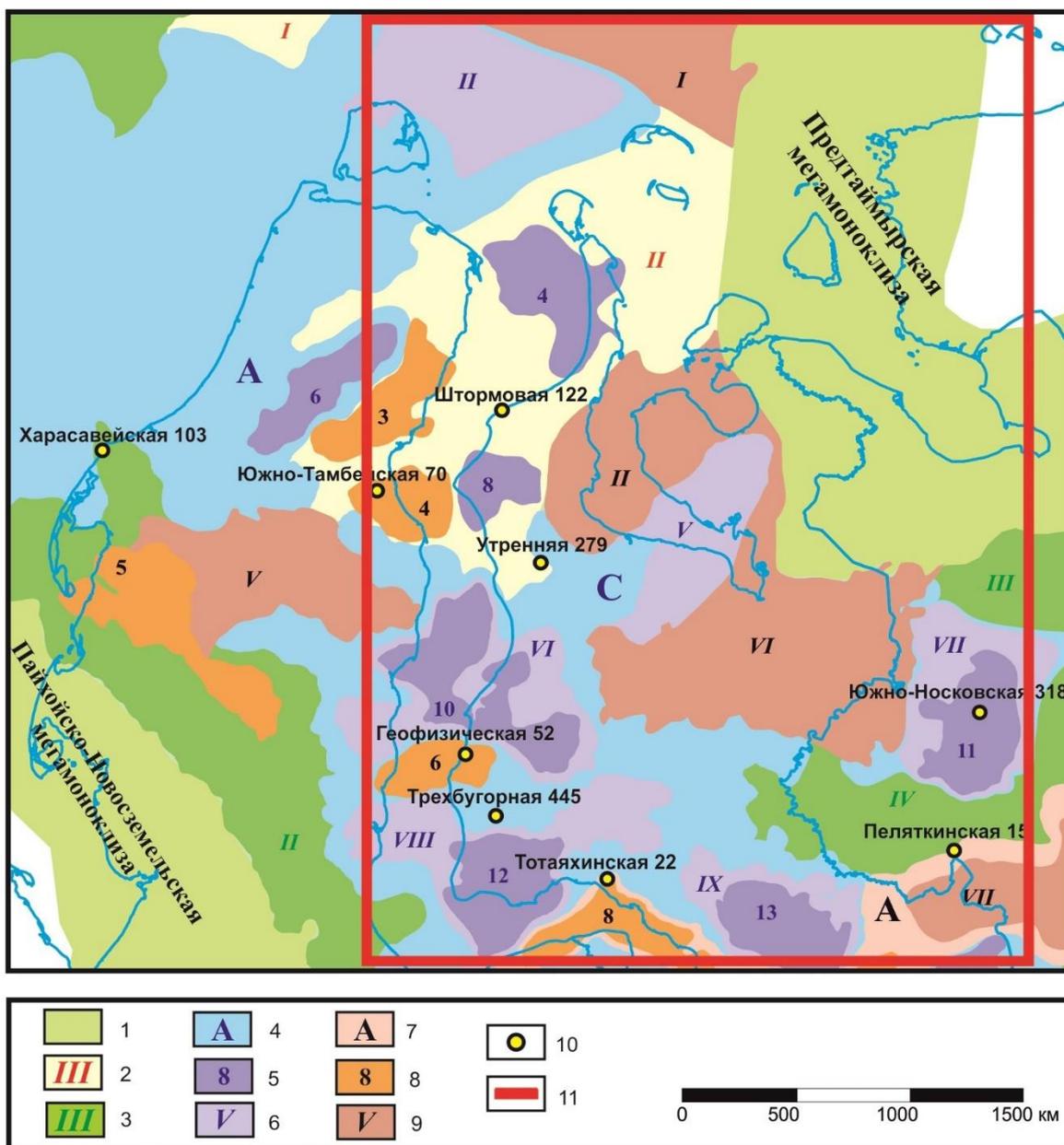


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты территории исследования [Конторович и др., 2001]

I - мегамоноклизы Внешнего пояса, *2* - мега-, мезо-, седловины, *3* - мега-, мезо-, моноклинали; отрицательные тектонические элементы: *4* - надпорядковые, *0* порядка, *5* - II порядка, *6* - I порядка; положительные тектонические элементы: *7* - надпорядковые, *0* порядка, *8* - II порядка, *9* - I порядка; *10* - скважины, используемые в моделировании, *11* - границы модельного блока.

Мега-, мезо-, седловины: *I* - Северная мегаседловина; *II* - Южно-Карская мегаседловина. Мега-, мезо-, моноклинали: *III* - Южно-Таймырская мегамоноклинали; *IV* - Северо-Мессояхская мегамоноклинали. Отрицательные тектонические элементы: *0* порядок: *A* - Карская мегасинеклиза; *C* - Антипаютинско-Тадебяхинская мегасинеклиза. *I* порядок: *II* - Центрально-Карская мегавпадина; *V* - Среднегыданский мегаврез; *VI* - Тадебяхинский мегавпрогиб; *VII* - Енисейская мегавпадина; *VIII* - Яптиксалинская мегавпадина; *IX* - Восточно-Антипаютинская мегавпадина. *II* порядок: *4* - Северо-Гыданская мегавпадина; *6* - Верхнетамбейский мезопрогиб; *8* - Монгтеяхская мезовпадина; *10* - Парисентовская мезовпадина; *11* - Беловская мезовпадина; *12* - Чугорная мезовпадина; *13* - Внутренняя мезовпадина. Положительные тектонические элементы: *0* порядок: *A* - Мессояхская наклонная гряда. *I* порядок: *I* - Северо-Таймырский наклонный мегавал; *II* - Северо-Гыданский мегавыступ; *V* - Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; *VI* - Гыданский мегавыступ; *VII* - Усть-Портковский мегавыступ. *II* порядок: *3* - Северо-Тамбейский мезовал; *4* - Южно-Тамбейское куполовидное мезоподнятие; *5* - Северо-Тамбейский мезовал; *6* - Геофизический мезовал; *8* - Нижнемессояхский мезовал.

Таблица 1

Средние характеристики нефтегазопроизводящих пород малышевского и баженовского горизонтов

Скважина	Баженовский горизонт			Малышевский горизонт		
	$C_{орг}, \%$	$T_{max}, ^\circ C$	Н _И , мг УВ/г $C_{орг}$	$C_{орг}, \%$	$T_{max}, ^\circ C$	Н _И , мг УВ/г $C_{орг}$
Геофизическая 52	1,4	450	147	2,62	438	172
Пеляткинская 15	2,22	440	252	3,15	451	123
Шгормовая 112	1,4	450	147	2,1	453	124
Тотаяхинская 22	1,4	450	147	2,1	453	124
Трехбугорная 445	0,83	448	145	2,1	453	124
Южно-Носковская 318	1,2	468	50	1,4	477	67
Южно-Тамбейская 70	1,47	445	143	2,1	453	124
Утренняя 279	1,4	450	147	1,94	445	148

Начальные значения УВ потенциала восстанавливались с учетом расчетных коэффициентов трансформации. Исходный УВ потенциал ОБ баженовского горизонта - в пределах от 150 до 450 мг УВ/г $C_{орг}$, среднее значение по всей территории исследования составило 330 мг УВ/г $C_{орг}$.

Современное содержание органического углерода в глинистых фациях баженовского горизонта (баженовская и гольчихинская свиты) колеблется от 0,83 до 2,22%, значение водородного индекса 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 [Ким, 2013]. Толщина баженовского горизонта изменяется от первых десятков до 300 м.

Исходный УВ потенциал ОБ малышевского горизонта, оцененный с учетом расчетных коэффициентов трансформации, варьирует от 330 до 531 мг УВ/г $C_{орг}$, среднее значение по всей территории составляет 383 мг УВ/г $C_{орг}$.

Методика работы

Методы моделирования в нефтяной геологии позволяют детально реконструировать динамику преобразования ОБ НГПТ и выявлять временные границы реализации фаз нефтегазообразования. В настоящей работе для реконструкции развития осадочного чехла и процессов нефтидогенеза использовался программный комплекс Temis Flow (разработка VeicirFranlab). Теоретические и методические основания систем бассейнового моделирования детально разобраны во многих работах отечественных и зарубежных авторов [Астахов, 2015; Курчиков, 1992; Тиссо, Вельте, 1981; Галушкин, 2007; Hantshel, Kauerauf, 2009; Burnham, Sweeney, 1989].

Площадь моделируемой территории составляет 375 тыс. км². Базовые структурные сеточные модели имели размер 500x750 ячеек (шаг 1 км). Разрез стратифицирован на 28 горизонтов. Поскольку итерационное вычисление модели с таким количеством ячеек требует существенного времени и вычислительных ресурсов предварительные расчеты выполнялись на сетках с шагом 2 км (250x375x28 ячеек). Следует отметить, что мезозойско-кайнозойский осадочный чехол в пределах территории исследований развит на площади чуть менее 300 тыс. км².

Первый этап построения модели – построение структурно-литологической модели, то есть восстановление истории осадконакопления. Этот блок модели основан на стратификации осадочного чехла на тела с синхронными границами, физические свойства которых задаются в каждой точке через присвоение ей комбинации из счетного набора базовых литотипов. Каждый литотип характеризуется определенным набором петрофизических характеристик (плотность, пористость, параметры, реологические характеристики, теплопроводность, теплоемкость и т.д.). Эти характеристики пород принимались по данным стандартных библиотек пакета Temis Flow. Модель дополняется информацией о перерывах в осадконакоплении, масштабах размывов, изменении глубин бассейна (палеобатиметрии) и рельефа дневной поверхности, взятой из региональной модели, использовавшейся в работе А.Э Конторовича [Конторович и др., 2013а].

Далее восстанавливалась термобарическая история осадочного чехла. Термобарическая модель осадочного чехла включает модели распределения поровых давлений, пластовых температур и тепловых потоков. Она базируется на структурно-литологической модели и дополняется моделями подстилающего основания (до нижней границы литосферы) и распределения радиоактивных источников в чехле. Калибровка модели выполняется по данным о современной палеотермобарометрии. Варьируемым параметром при калибровке тепловой истории выступала плотность эффективного теплового потока на нижней границе литосферы. В результате серии вычислительных экспериментов удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных (рис. 2А) и фактических (рис. 2Б) значений отражательной способности витринита - R_o в кровле верхнеюрского комплекса [Конторович и др. 2009]. Также удовлетворительное соответствие показывают расчетные и фактические современные температуры отложений [Дучков и др., 1994; Дучков и др., 1987; Курчиков, Ставицкий, 1987] и плотности современного теплового потока [Дучков, и др., 2015].

Интервал изменения расчётной плотности эффективного теплового потока на нижней границе литосферы составил 21-36 мВт/м², а в основании осадочного чехла - 38-52 мВт/м².

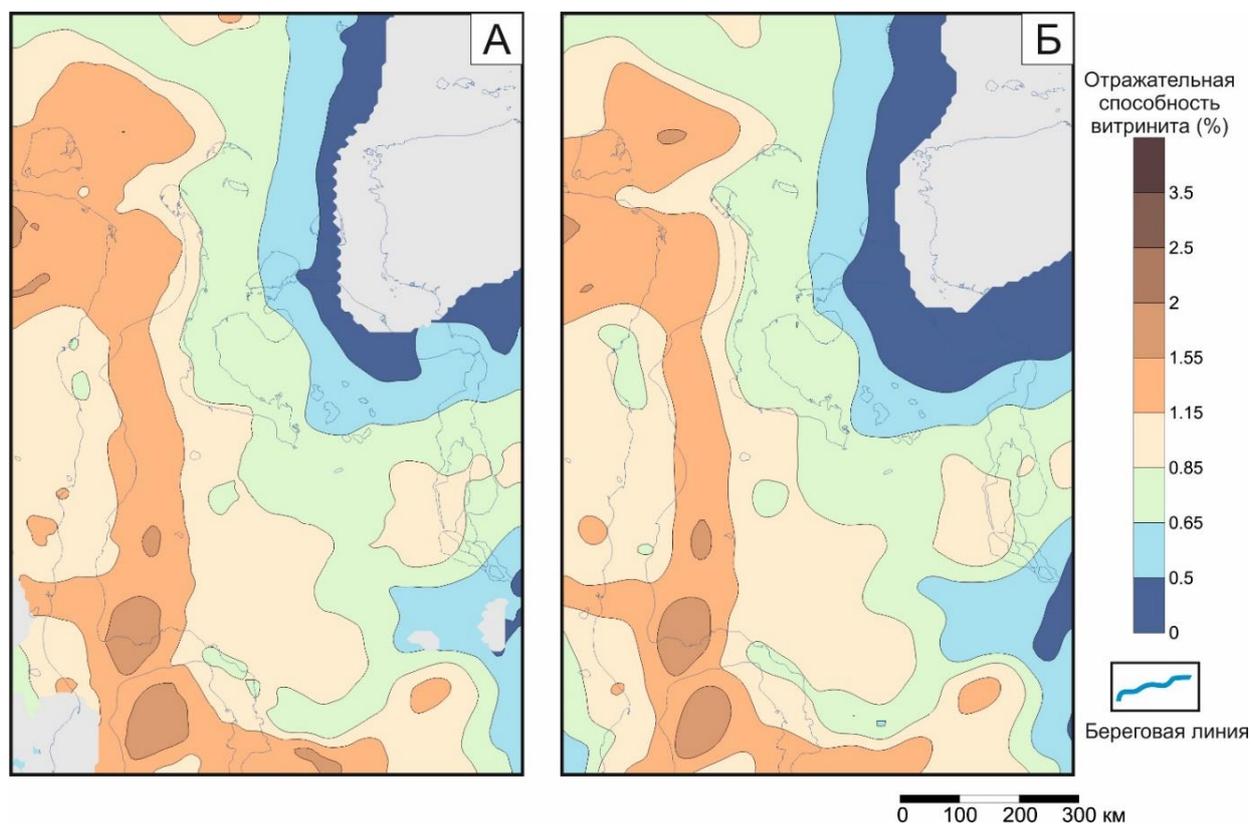


Рис. 2. Схемы значений отражательной способности витринита

А - по расчетным данным; Б - восстановленные по фактическим данным [Конторович и др., 2009].

Модели, описывающие УВ системы, позволяют реконструировать процессы образования УВ из РОВ, включая их вторичное преобразование в НГПТ. Традиционно принято отождествлять керогены I типа с аквагенными керогенами озерного генезиса, керогены II типа - с аквагенными керогенами морского генезиса (Ps – накопление РОВ в условиях постоянного или периодического сероводородного заражения), а керогены III типа - с террагенными керогенами [Тиссо, Вельте, 1981]. Как правило используются кинетические параметры известных керогенов «стандартного» типа из библиотек пакетов моделирования – I, II (Ps) и III типы [Hantshel, Kauerauf, 2009]. В настоящей работе свойства керогена (кинетические характеристики) принимались по данным стандартных библиотек пакета Temis Flow и уточнялись наряду с другими характеристиками (содержание ОБ в осадочных породах, УВ потенциал и т.д.) на основании результатов геохимических исследований [Дешин и др., 2017].

Так для комплексов с ОБ преимущественно аквагенного генезиса использованы кинетические характеристики керогена «Menil-2002», для ОБ преимущественно террагенного генезиса – керогена «Brent» [Дешин и др., 2017; Конторович и др., 2013а; Сафронов и др., 2011].

Смешанная природа ОБ малышевского и баженовского горизонтов северо-востока

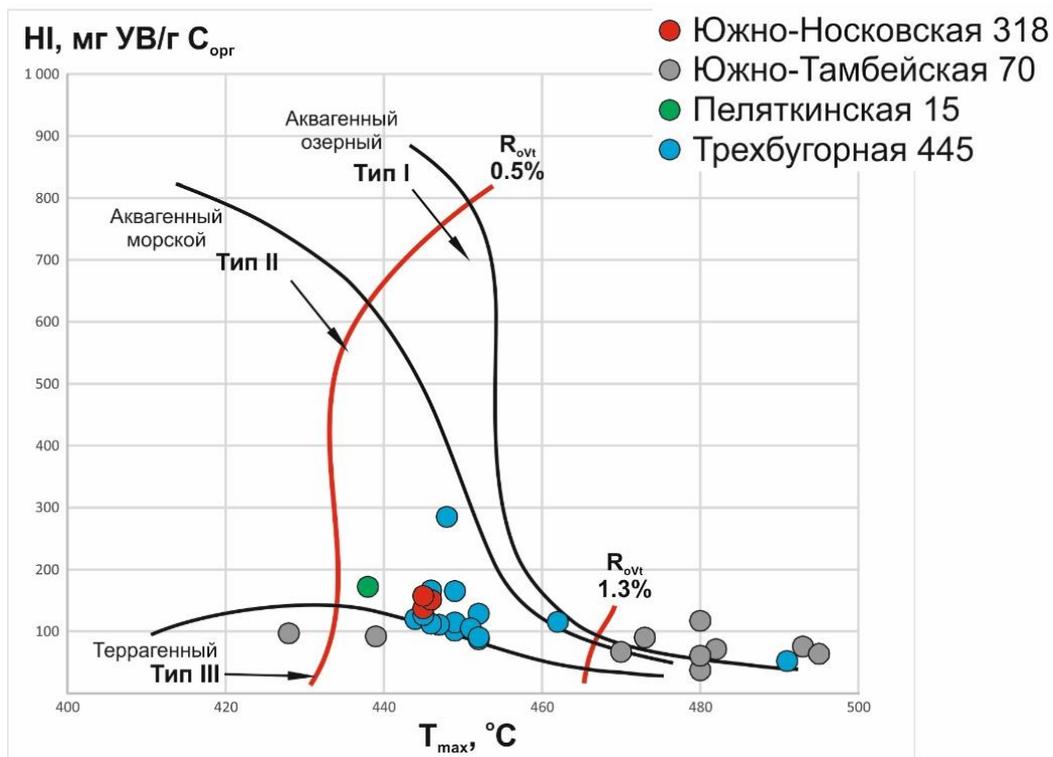
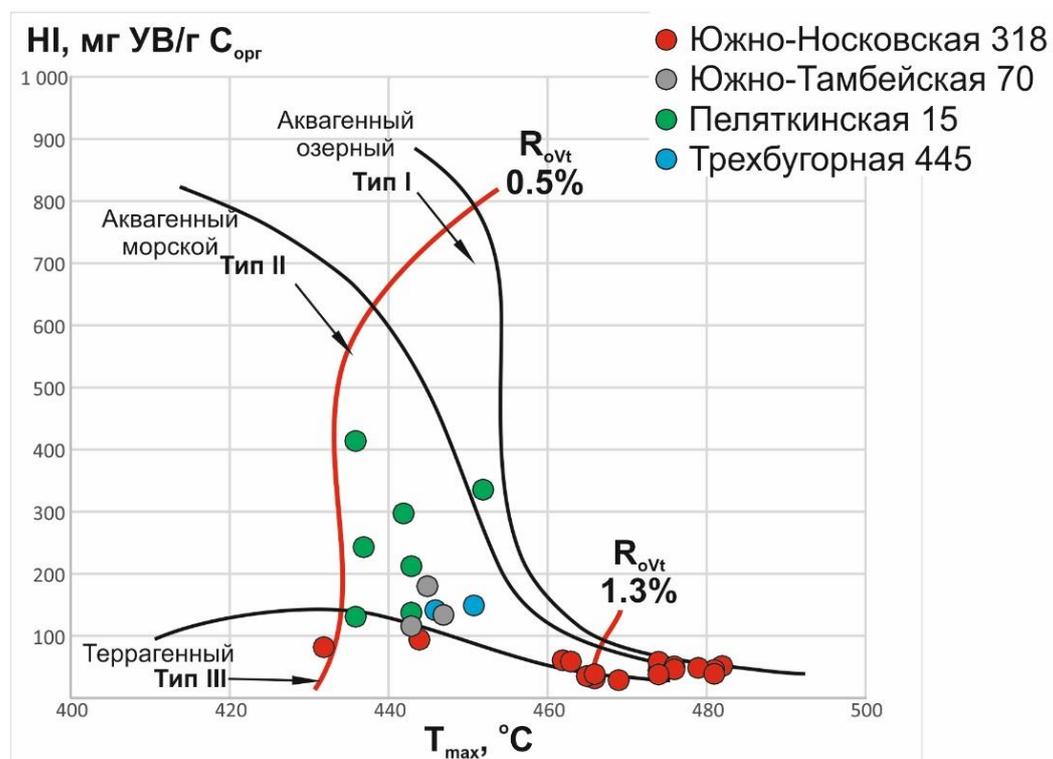
Западной Сибири неоднократно описывалась многими авторами [Ким, 2013; Сафронов и др., 2011; Филипцов и др., 1999]. Причем по комплексу органико-геохимических, биомаркерных показателей делается вывод о преобладании в породах малышевского и баженовского горизонтов террагенных керогенов. Присутствие керогенов аквагенного типа отмечается лишь в небольшом количестве образцов в глинистых прослоях этих толщ [Ким, 2013; Ким, Родченко, 2013; Конторович и др., 2013а; Конторович и др., 2013б; Родченко и др., 2014].

Керогены нефтегазопроизводящих пород баженовского и малышевского горизонтов занимают промежуточное положение между II и III стандартными типами керогенов (рис. 3, 4). Поэтому для моделирования динамики генерации УВ использовались генерационные характеристики, соответствующие промежуточному типу между II и III типами керогенов. При этом стоит учитывать, что часть образцов подверглась значительному преобразованию (до стадий МК₃–АК₁) и их пиролитические характеристики (текущий УВ потенциал) не применимы для однозначного обоснования типов керогенов.

Результаты и обсуждение

Отложения малышевского горизонта практически на всей территории вошли в главную зону нефтеобразования за исключением крайних северо-восточных, юго-западных и юго-восточных территорий. Эти области находятся в пределах мегамоноклиналей в тектонической структуре юрского яруса. Наибольший очаг генерации УВ расположен в центральной части территории исследования и приурочен к Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе (рис. 5А). Плотность генерации жидких УВ в очаге достигала 3000 тыс. т/км², а средняя плотность - около 940 тыс. т/км². Суммарная генерация жидких УВ ОБ глинистых фаций малышевского горизонта на всей территории исследования составила 230 млрд. т.

Очаги максимальной интенсивности генерации газообразных УВ выделяются в центральной части территории в пределах отрицательных структур третьего порядка Тадебеяхинского мегапрогиба и Яптиксалинской мегавпадины (рис. 5Б). Также существенный очаг генерации газообразных УВ выделяется на юге территории, приурочен он к Восточно-Антипаютинской мегавпадине. Плотность генерации УВ в очагах достигала 1300-1850 млн. м³/км². Средняя плотность генерации газообразных УВ ОБ глинистых фаций малышевского горизонта на всей территории составляет 457 млн. м³/км². Суммарная генерация газообразных УВ ОБ малышевского горизонта составила 112 трлн. м³.

Рис. 3. Диаграмма Эспиталье (T_{max} -HI) керогена глинистых фаций баженовского горизонтаРис. 4. Диаграмма Эспиталье (T_{max} -HI) керогена глинистых фаций мальшевского горизонта

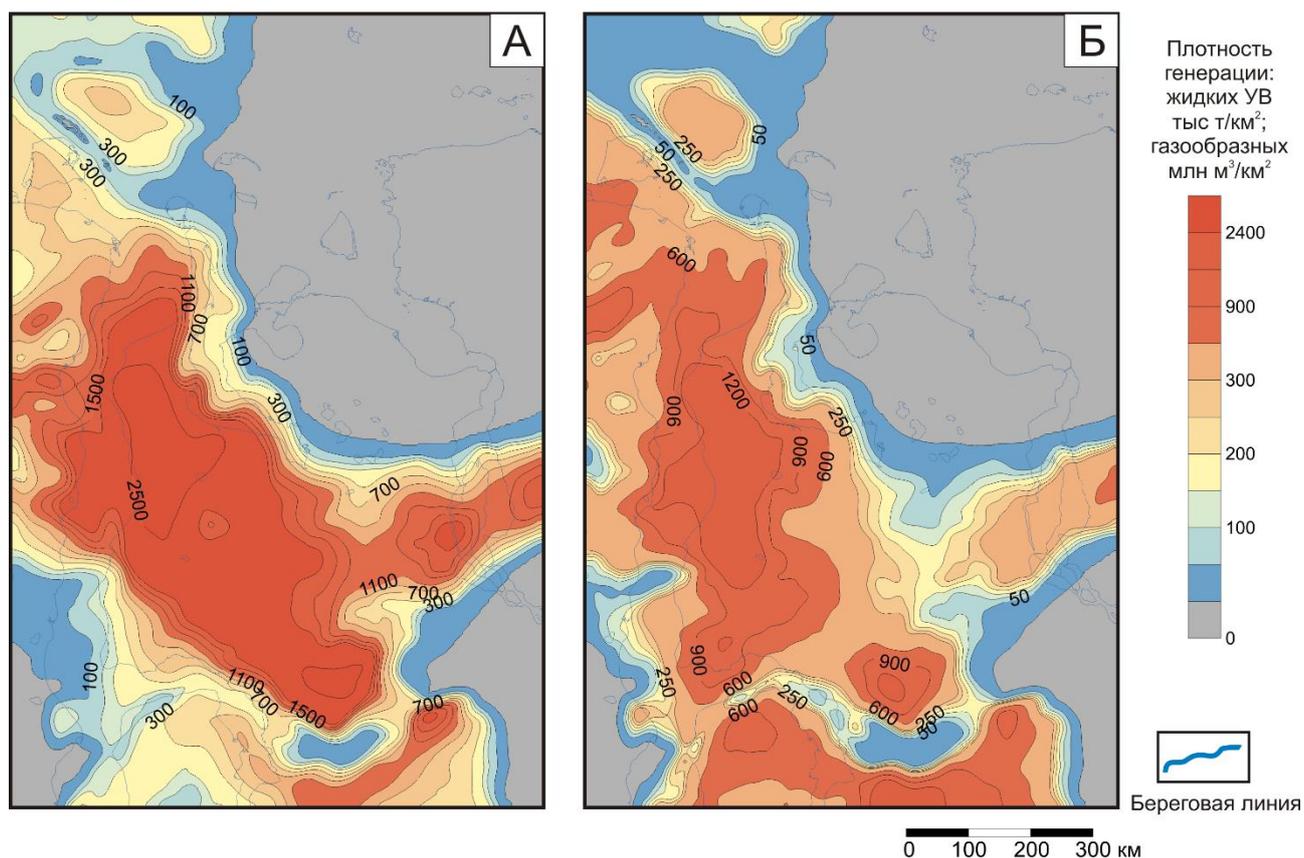


Рис. 5. Схемы плотностей генерации углеводородов органическим веществом глинистых фаций мальшевского горизонта

А - жидких УВ; Б - газообразных УВ.

Практически на всей территории ОВ баженовского горизонта вошло в главную зону нефтеобразования. Исключение составляют территории мегамоноклиналей на востоке, юго-западе и северо-востоке. Очаги генерации выделяются в северной, южной и восточных частях территории (рис. 6А). Северный очаг генерации УВ приурочен к Центрально-Карской мегавпадине, плотность генерации жидких УВ в этом очаге достигает 2000 тыс. т/км². Генерационный очаг на юге территории исследования находится в пределах Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизы и Восточно-Антипаютинской мегавпадины. Плотность генерации жидких УВ в южном очаге достигает 2500-2600 тыс. т/км². Восточный очаг приурочен к Енисейской мегавпадине, плотность генерации в котором составляет 1500 тыс. т/км². Средняя плотность генерации жидких УВ на территории исследования составляет 630 тыс. т/км². Суммарная генерация жидких УВ ОВ глинистых фаций баженовского горизонта составляет 185 млрд. т.

Очаги генерации газообразных УВ выделяются в северной части территории и на юге. Северный очаг находится в пределах Центрально-Карской мегавпадины (рис. 6Б), плотность генерации в этом очаге достигает 200 млн. м³/км². Очаг генерации на юге территории исследования принадлежит к Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизе, отрицательной

надпорядковой структуре, а также Восточно-Антипаютинской мегавпадине. Плотность генерации в очаге на юге территории достигает 500 млн. м³/км². Средняя плотность генерации газообразных УВ на территории исследования составляет 50 млн. м³/км². Суммарная генерация газообразных УВ ОБ глинистых фаций баженовского горизонта на территории исследования составляет 18 трлн. м³.

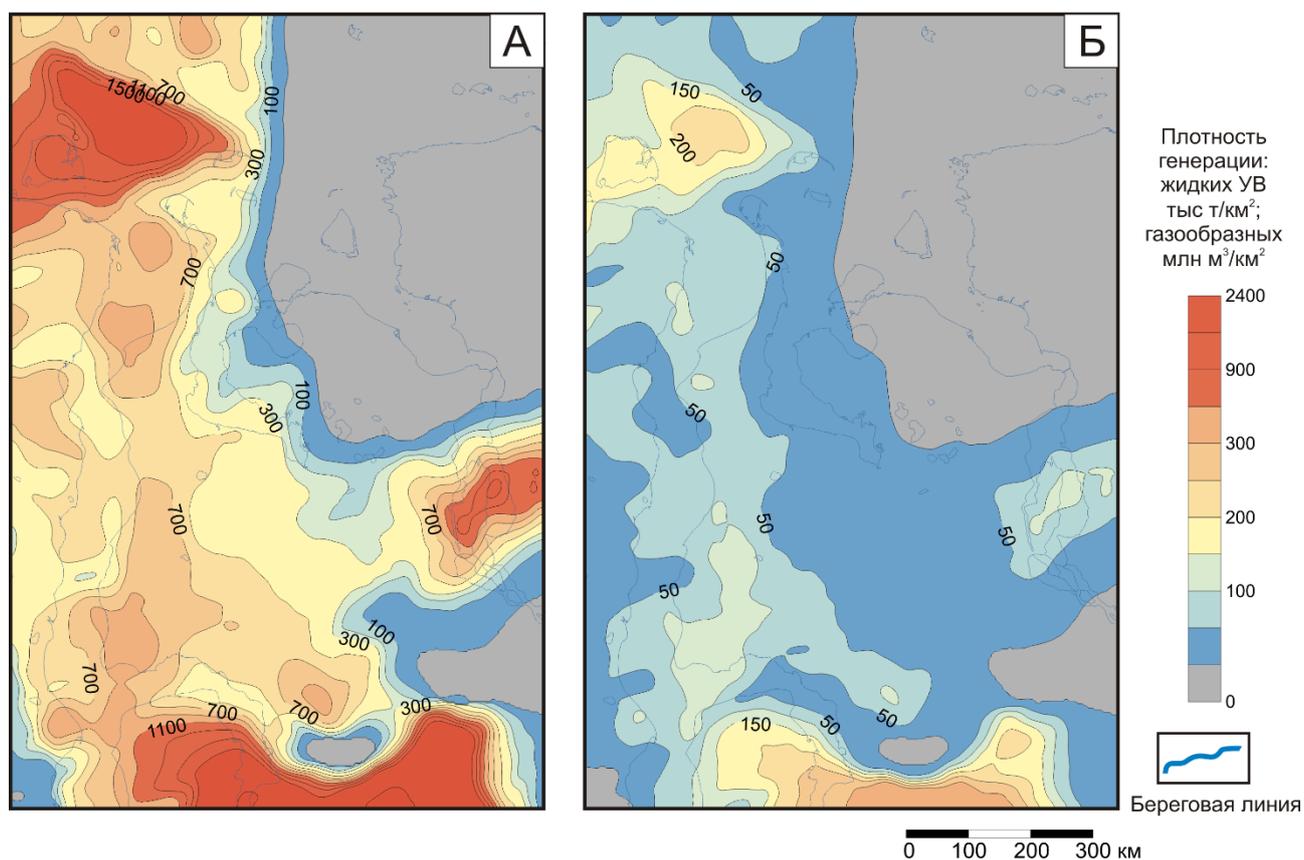


Рис. 6. Схемы плотностей генерации углеводородов органическим веществом глинистых фаций баженовского горизонта

А - жидких УВ; Б - газообразных УВ.

Результаты моделирования показали, что на территории исследования средневерхнеюрские НГПТ вошли в главную зону нефтеобразования практически повсеместно. Отложения малышевского и баженовского горизонтов на Южно-Тамбейской, Утренней, Геофизической, Пеляткинской и Тотяхинской площадях находятся в главной зоне нефтеобразования.

Наибольшие объемы генерации жидких и газообразных УВ наблюдаются на территориях с повышенным тепловым потоком и толщинами НГПТ. Масштабы генерации УВ в малышевском горизонте составили для жидких УВ 230 млрд. т, для газообразных УВ – 112 трлн. м³. Масштабы генерации УВ в баженовском горизонте составили для жидких УВ 185 млрд. т, для газообразных УВ - 18 трлн. м³.

При интерпретации полученных оценок масштабов образований УВ необходимо учитывать два обстоятельства. Первое: масштабы эмиграции жидких УВ, особенно из глинистых фаций малышевского горизонта, будут существенно ниже. Это связано со мощностями (до сотен метров) отдельных глинистых слоев, из центральных частей которых эмиграция жидких УВ затруднена. Второе: жидкие УВ, не вовлеченные в первичную миграцию, могли подвергнуться вторичному крекингу и генерировать дополнительные объемы газообразных УВ. Благодаря этому соотношение в эмигрировавших УВ должно измениться в пользу газообразных. Отмеченные обстоятельства будут учтены на следующих этапах при создании миграционного и аккумуляционного блоков модели.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00436 мол_a и технической поддержке Российского представительства компании VeicipFranlab.

Литература

Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. - Ростов-на-Дону: Конттики, 2015. - 256 с.

Болдушевская Л.Н., Филипцов 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. – ВНИИОкеангеология, 2002. - С. 364-371.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня 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.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН. Серия геологическая. - 1967. - № 11. - С. 137-142.

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. - М.: Научный мир, 2007. – 455 с.

Дешин А.А., Сафронов П.И., Буриштейн Л.М. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири. // Геология нефти и газа. - 2017. - № 4. - С. 33-44.

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

Дучков А.Д., Железняк М.Н., Аюнов Д.Е. Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока. – 2015. - <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>

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., Летина 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.

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: НГУ, 2013. - С. 96-97.

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.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. - М., Наука, 1976. - С.189–204.

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

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., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМС. Серия Нефтяная геология. - Л.: Недра, 1967. - Вып. 50. - 223 с.

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Еришов 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. - 2013а. - Т. 54. - № 8. - С. 1179–1226.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Конторович А.А., Еришов С.В., Беляев С.Ю., Буриштейн 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: сборник материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г.). - СПб.: ВНИГРИ - 2013б. - С. 112-118.

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. - 2013в. - Т. 54. - № 8. – С. 972–1012.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегаполиса // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191-1200.

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 баженновской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1998. - Т. 39. - № 11. - С. 1477–1491.

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.

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.

Конторович А.Э., Рогозина Е.А., 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. Труды СНИИГГиМС. - М.: Недра, 1972. - Вып. 131. - С. 227-260.

Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М.: Наука, 1976. – С. 19-36.

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

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.

Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. - М.: Недра, 1992. - 231 с.

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

Мальшева С.В., Васильев В.Е., Косенкова Н.Н., Ананьев В.В., Комисаров 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.

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

Родченко А.П., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Нефтегазогенерационный потенциал верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным пиролиза // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: сборник докладов конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (г. Санкт-Петербург, 23-24 октября 2014 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2014.

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.

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.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. - М.: Мир, 1981. - 501 с.

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.

Филипцов Ю.А., Болдушевская 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.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков 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.

Burnham A.K., Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance // Geochimica et Cosmochimica Acta. - 1989. - Volume 53. - Issue 10. - P. 2649 – 2657.

Espitalie J., Deroo G., Marguis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – premiere/deuxième partie // Rev. Inst. Fr. Pétrole. - 1985. - V. 40, N 5. - P. 563-579.

Fjellanger E., Konorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Barboza S.A., Hardy M.J. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin. Petroleum geology conference proceedings. 2010. T. 7. C. 659-668.

Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling – Springer Berlin, 2009. - 476 p.

Deshin A.A.

Novosibirsk National Research University (Novosibirsk State University), Novosibirsk, Russia, DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Burshtein L.M.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS); Novosibirsk National Research University (Novosibirsk State University), Novosibirsk, Russia, BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

EVALUATION OF HYDROCARBONS GENERATION VOLUME IN THE MIDDLE-UPPER JURASSIC SECTIONS OF THE NORTH WESTERN SIBERIA

For oil and gas producing sequences of the Upper and Middle Jurassic in the north of the Western Siberian megabasin, represented by Bazhenov and Malyshev Formations, an estimation of the volume of hydrocarbon generation was carried out. The assessment was based on basin modeling methods. One-dimensional and three-dimensional numerical modeling is performed.

Keywords: basin modeling, source rocks, Bazhenov Formation, Malyshev Formation, Western Siberia.

References

Astakhov S.M. *Georeaktor. Algoritmy neftegazoobrazovaniya* [Georeactor. Algorithms of petroleum formation]. Rostov-on-Don, Kontiki, 2015, 256 p.

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P., Braduchan Yu.V., Khafizov F.Z. *Osnovnye problemy stratigrafii mezozoyskikh neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [The main problems of the stratigraphy of the Mesozoic oil and gas bearing deposits of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2000, no. 1, p. 2-13.

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P., Braduchan Yu.V., Khafizov F.Z. *Osnovnye problemy stratigrafii mezozoyskikh neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [The main stratigraphy problems of the Mesozoic oil and gas bearing sections of Western Siberia]. *Geology of oil and gas*, 2000, no. 1, p. 2-13.

Boldushevskaya L.N., Fuliptsov Yu.A., Krinin V.A., Fomin A.N. *Perspektivy neftegazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba i severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity po geokhimicheskim dannym* [Prospects of oil and gas belonging to the Jurassic-Cretaceous sequences of the Yenisei-Khatanga regional trough and the northeast of the Western Siberian plate according to geochemical data]. *Russian Arctic: geological history, mineralogy, geoecology, VNIIOkeangeologia*, 2002, p. 364-371.

Burnham A.K., Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1989, vol. 53, issue 10, p. 2649–2657.

Deshin A.A., Safronov P.I., Burshteyn L.M. *Otsenka vremeni realizatsii glavnoy fazy nefteobrazovaniya v sredne-verkhneyurskikh otlozheniyakh severa Zapadnoy Sibiri* [Evaluation of the time formation of the main phase of oil generation in the Middle Upper Jurassic sequences of the north of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2017, no. 4, p. 33-44.

Duchkov A.D., Balobaev V.T., Volod'ko B.V. *Temperatura, kriolitizona i radiogennaya teplogeneratsiya v zemnoy kore Severnoy Evrazii* [Temperature, cryolithozone and radiogenic heat generation in the Earth's crust of Northern Eurasia]. OIGGM SO RAN, Novosibirsk, 1994, 141 s.

Duchkov A.D., Lysak S.V., Balobaev V.T., Golubev V.A., Devyatkin V.N., Dorofeeva R.P., Zorin 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., Tsibul'skiy V.R. *Teplovoe pole nedr Sibiri* [Thermal field of Siberia]. Novosibirsk: Nauka, 1987, 196 p.

Duchkov A.D., Zheleznyak M.N., Ayunov D.E. *Geotermicheskiy atlas Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Geothermal atlas of Siberia and the Far East]. 2015. - <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>

Espitalie J., Deroo G., Marguis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – premiere/deuxième partie. *Rev. Inst. Fr. Pétrole*, 1985, vol. 40, no. 5, p. 563-579.

Filiptsov Yu.A., Boldushevskaya L.N., Krinin V.A., Kontorovich A. A., Melenevskiy V.N. *Primenenie piroliza dlya izucheniya katageneza organicheskogo veshchestva mezozoyskikh otlozheniy Enisey-Khatangskoy i severo-vostochnoy chasti Pur-Tazovskoy neftegazonosnykh oblastey* [Application of pyrolysis for studying the organic matter catagenesis of the Mesozoic sections of the Yenisei-Khatanga and north-eastern part of the Pur-Taz petroleum bearing regions]. *Geologiya i geofizika*, 1999, vol. 40, no. 12, p. 1837-1842

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 Siberian basin. *Petroleum geology conference proceedings*. 2010, vol. 7, p. 659-668.

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Simulation of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyy mir, 2007, 455 p.

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

Kim N.S. *Neftegazogeneratsionnyy potentsial yursko-nizhnemelovykh porod Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba po dannym piroliza* [The oil and gas potential of the Jurassic-Lower Cretaceous rocks of the Yenisei-Khatanga regional trough according to pyrolysis data] *Sciences about the Earth. Current state: Materials of the 1st All-Russian Youth Scientific and Practical Conference (Geological range "Shira", Republic of Khakassia, July 28 - August 4, 2013)*. Novosibirsk: NSU, 2013, p. 96-97.

Kim N.S., Rodchenko A.P. *Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnyy potentsial yurskikh i melovykh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Organic geochemistry and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous sections of the Yenisei-Khatangsky regional trough]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1236–1252.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftenosnosti i gazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecasting of oil and gas content] *Sedimentary-Migration Theory of Oil and Gas Formation*. Moscow, Nauka, 1976, p.189-204.

Kontorovich A.E. *Tsikly i fazy nefteobrazovaniya. Sostav produktov pervichnoy migratsii bitumoidov* [Cycles and phases of oil formation. Products composition of primary bitumoids migration]. *Organic geochemistry of Mesozoic oil-bearing sediments of Siberia*. Moscow: Nedra, 1974, p. 96-100.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Zimin Yu.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Lugovtsov A.D., Mel'nikova V.M., Parparova G.M., Rogozina E.A., Stasova O.F., Trushkov P.A., Fomichev A.S. *Nefteproizvodnyashchie tolshchi i usloviya obrazovaniya nefti v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Oil-producing strata and conditions for the formation of oil in the Mesozoic sedimentary rocks of the Western Siberian lowland]. *Trudy SNIIGGiMS. Seriya Neftyanaya geologiya*, Leningrad: Nedra, 1967, issue 50, 223 p.

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoyском osadochnom basseyne Karskogo morya* [Historical-geological modeling of processes of naphthogenesis in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea]. *Geologiya i geofizika*, 2013a, vol. 54, no. 8, p. 1179–1226.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. *Katagenez organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megapolisa* [The catagenesis of organic matter in the top and bottom of the Jurassic sections of the Western Siberian area]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 11, p. 1191-1200.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Kontorovich A.A., Ershov S.V., Belyaev S.Yu., Burshteyn L.M., Grekova L.S., Kim N.S., Fomin M.A. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti zapadnykh i tsentral'nykh rayonov Enisey-Khatangskogo progiba* [Geological structure and prospects of oil and gas content in the western and central regions of the Yenisei-Khatanga trough]. *Oil and gas geological forecast and prospects for the development of the oil and gas complex of the East of Russia: Proceedings of the scientific-practical conference (St. Petersburg, June 17-21, 2013)*. St. Petersburg: VNIGRI, 2013b, p. 112-118.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G.,

Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Jurassic paleogeography of the Western Siberian sedimentary]. *Geologiya i geofizika*, 2013v, vol. 54, no. 8, p. 972-1012.

Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N., Zanin Yu.N., Zamiraylova A.G., Kazanenkov V.A., Kazarbin V.V., Makhneva E.N., Yamkovaya L.S. *Litologiya, organicheskaya geokhimiya i usloviya formirovaniya osnovnykh tipov porod bazhenovskoy svity (Zapadnaya Sibir')* [Lithology, organic geochemistry, and formation conditions of the main types of rocks belonging to Bazhenov Formation (Western Siberia)]. *Geologiya i geofizika*, 1998, vol. 39, no. 11, p. 1477-1491.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Petroleum geology of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 680 p.

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. *Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti)* [Metamorphism of organic matter and some issues of oil and gas content (on the example of the Mesozoic sequences of the Western Siberian lowland)]. *Geologiya i geofizika*, 1967, no. 2, p. 16-29.

Kontorovich A.E., Rogozina E.A., Trofimuk A.A. *Pervichnaya migratsiya uglevodorodov i diagnostika neftegazoproizvodyashchikh tolshch* [Primary hydrocarbon migration and diagnostics of oil and gas producing sequences]. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti*. Trudy SNIIGiMS. Moscow: Nedra, 1972, no. 131, p. 227-260.

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. *Litogenez i neftegazoobrazovanie* [Lithogenesis and oil and gas formation]. *Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod*. Editor N.B. Vassoevich. Moscow: Nauka, 1976, p. 19-36.

Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamiraylova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. *Klassifikatsiya porod bazhenovskoy svity* [Classification of rocks of the Bazhenov Formation]. *Geologiya i geofizika*, 2016, vol. 57, no. 11, p. 2034-2043.

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. *Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe* [Tectonic structure and history of development of the Western Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11-12, p. 1832.

Kurchikov A.R. *Gidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Hydrogeothermal criteria of oil and gas potential]. Moscow: Nedra, 1992, 231 p.

Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri* [Geothermy of oil and gas bearing areas of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1987, 134 p.

Malysheva S.V., Vasil'ev V.E., Kosenkova N.N., Anan'ev V.V., Komisarov D.K., Murzin R.R., Roslov Yu.V. *Modelirovanie protsessov formirovaniya uglevodorodnykh sistem Yuzhno-Karskogo basseyna: printsipy i rezul'taty* [Modeling the processes of hydrocarbon systems formation of the South Kara basin: principles and results]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2011, no. 3, p.13-17.

Neruchev S.G. *Nefteproduzvodnyashchie svity i migratsiya nefti* [Oil producing formation and oil migration]. Leningrad. Gostoptekhizdat, 1962, 240 p.

Rodchenko A.P., Kim N.S., Melenevskiy V.N., Fomin A.N. *Neftegazogeneratsionnyy potentsial verkhneyurskikh otlozheniy zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba po dannym piroliza* [The oil and gas potential of the Upper Jurassic sections of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough according to pyrolysis data]. Problems of the reproduction of oil and gas reserves in modern conditions: Collection of reports of the conference dedicated to the 85th anniversary of VNIGRI (St. Petersburg, October 23-24, 2014). St. Petersburg: VNIGRI, 2014.

Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. *Modelirovanie protsessov generatsii, Migratsii i akkumulyatsii uglevodorodov v yurskikh i melovykh kompleksakh Enisey-Khatangskogo basseyna* [Modeling of petroleum generation processes, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous sequences of the Yenisei-Khatanga basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 5, p. 48-55.

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V., Gaydeburova E.A.,

Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Yurskaya Sistema* [Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. The Jurassic system]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2000, 480 p.

Stupakova A.V., Kazanin G.S., Ivanov G.I., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Mal'tsev V.V., Pavlov S.P., Ul'yanov G.V. *Modelirovanie protsessov obrazovaniya uglevodorodov na territorii Yuzhno-Karskoy vpadiny* [Modeling of hydrocarbon formation processes in the South-Kara Basin]. *Razvedka i okhrana neдр*, 2014, no. 4, p. 47–51.

Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i rasprostranenie nefti* [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir, 1981, 501 p.

Trofimuk A.A., Kontorovich A.E., Vyshemirskiy V.S. *Uspekhi organicheskoy teorii proiskhozhdeniya nefti* [Successes of the organic theory of oil origin]. *Sovremennye problemy geologii i geokhimii goryuchikh iskopaemykh*, 1973, p. 32-42.

Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie)* [The theory of the sedimentary-migratory origin of oil (historical review and current state)]. *Izvestiya AN. Seriya geological*, 1967, no. 11, p. 137-142.

© Дешин А.А., Бурштейн Л.М., 2018