

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2020

УДК 552.578.061.4.001.57(571.121)

Дешин А.А.Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, DeshinAA@ipgg.sbras.ru

РЕКОНСТРУКЦИЯ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

На основе структурных и литологических построений сформирована трехмерная количественная модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Гыданского очага нефтегазообразования. Обоснованы типы керогена основных нефтегазопроизводящих горизонтов юры, а также оценены объемы сгенерированных ими углеводородов.

С использованием трехмерной геологической модели арктических частей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, очагов наиболее интенсивной генерации и времён литификации флюидоупоров, выделены ловушки углеводородов. Это позволило оценить количество аккумулированных углеводородов, выделить перспективные ловушки, определить степень их заполнения с учетом объема и характеристик коллектора.

***Ключевые слова:** трехмерная количественная модель, генерация углеводородов, ловушки углеводородов, аккумуляция углеводородов, арктическая часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.*

Введение

На сегодняшний день сырьевая база Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна сосредоточена, в основном, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Темпы добычи углеводородов (УВ) на этой территории снижаются, в связи с чем добыча нефти и газа постепенно расширяется на периферийные, северные части бассейна, к которым относится Гыданский очаг нефтегазообразования. С активным освоением нефтегазового потенциала недр Российской Арктики актуальным является уточнение оценки его величины и структуры.

Для оценки перспектив нефтегазоносности Арктики, наряду с методом сравнительных геологических аналогий, «применялся объемно-генетический метод, в соответствии с которым прогнозные ресурсы УВ определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов: генерации, эмиграции и аккумуляции УВ. Объемно-генетический метод является составной частью бассейнового моделирования».¹

Настоящая работа выполнена в программном пакете TemisFlow с использованием методики историко-геологического (бассейнового) моделирования. Работы такого рода на

¹ *Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, 2018.*

территории севера Западной Сибири неоднократно проводились ранее [Fjellanger et al., 2010; Littke et al., 1999; Schaefer et al., 1999; Бостриков и др., 2011; Малышева и др., 2012; Малышева и др., 2011; Конторович др., 2013; Ступакова др., 2014; Сафронов и др., 2011]. В последние годы более детально и с использованием современных геолого-геохимические данных проведено моделирование Гыданского очага нефтегазообразования [Дешин, Сафронов, Бурштейн, 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin, Safronov, Burshtein, 2018].

Гыданский очаг нефтегазообразования включает Гыданскую нефтегазоносную область (НГО), восточную часть Ямальской и северную часть Надым-Пурской НГО и западную часть Енисей-Хатангского прогиба. В тектоническом плане он находится в пределах Южно-Карской мегавпадины и Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизы, разделяет эти структуры Южно-Карская мегаседловина (рис. 1) [Конторович и др., 2001]. Разрез осадочного чехла включает триасовые, юрские, меловые и заканчивается четвертичными отложениями. Его толщина в наиболее погруженных частях составляет 7-8 км [Бочкарев и др., 2003; Конторович др., 1975; Шурыгин и др., 2000].

Методика исследований

Теоретические и методические основания систем бассейнового моделирования детально разобраны в ряде работ отечественных и зарубежных авторов [Астахов, 2015; Курчиков, 1992; Тиссо, Вельте, 1981; Галушкин, 2007; Hantshel, Kauerauf, 2009; Burnham, Sweeney, 1989].

Для построения трехмерной модели территории сформирована обширная база, включающая геофизические, геохимические, петрофизические и геологические данные, которые детально проанализированы. Площадь модельного блока составляет 350 000 км². Структурно-литологические сеточные модели имеют размер 500x700 ячеек (с шагом 1 км). Для построения объемного каркаса использованы фрагменты структурных поверхностей отражающих горизонтов, глинистых покрышек и структурных поверхностей клиноформ. Верхней границей в модели является поверхность рельефа исследуемого района, снизу модель ограничивается подошвой триаса. Разрез стратифицирован на 52 горизонта. Литологический состав горизонтов определялся базовыми литологическими типами с известными петрофизическими свойствами. В модели учитывались масштабы размывов [Филипцов и др., 1999], оледенений, а также палеоглубины моря в периоды накопления отложений горизонтов [Конторович и др., 2013, 2014].

Тепловая история отложений осадочного чехла реконструировалась на основе данных об отражательной способности витринита [Фомин, 2011]. Варьируемым параметром при калибровке температурной истории выступала плотность эффективного теплового потока. Так удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных и фактических значений

отражательной способности витринита - R_0 , современных температур отложений [Дучков, Железняк, Аюнов, 2015; Ким, 2013; Курчиков, Ставицкий, 1987] (рис. 2).

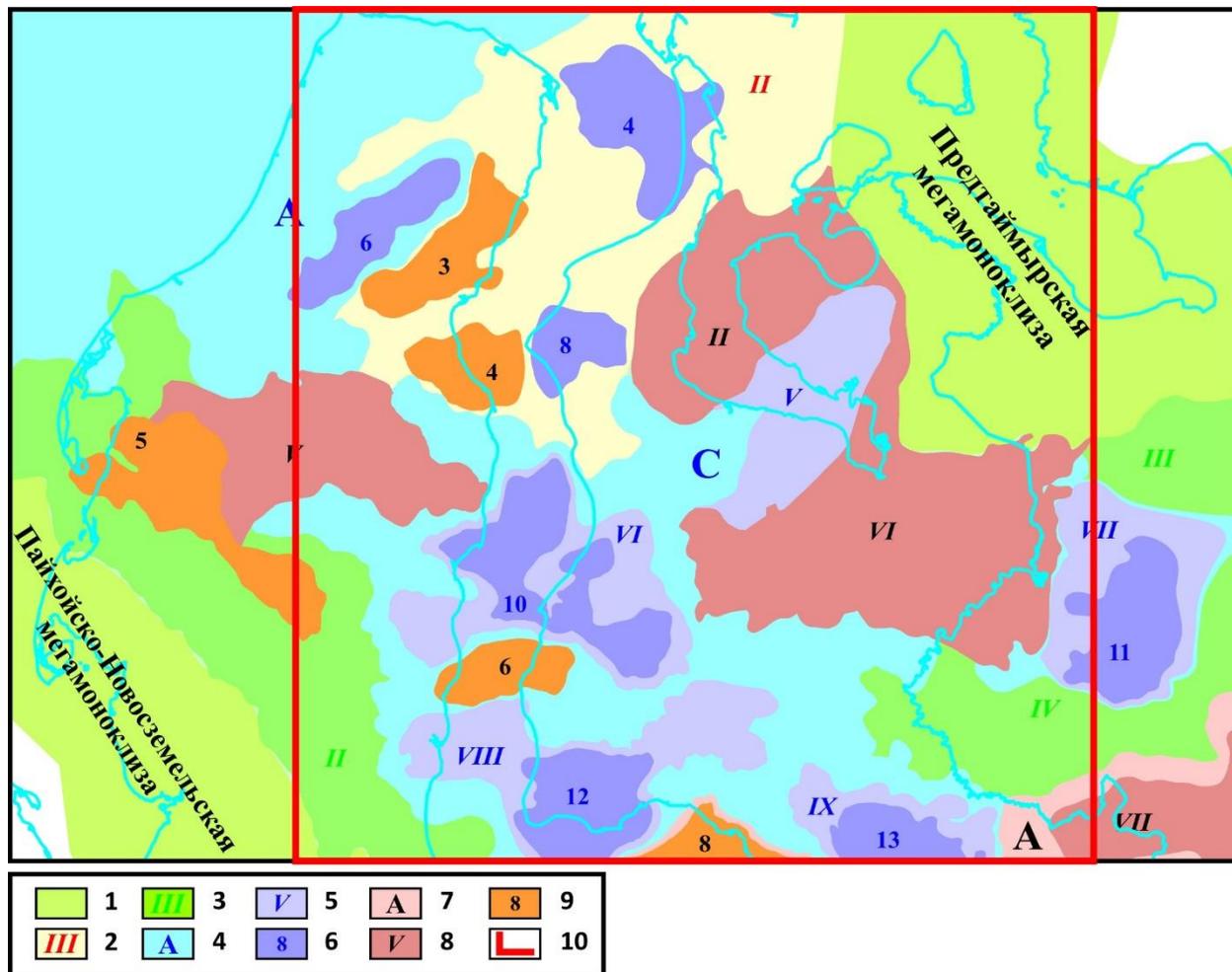


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты территории исследования [Контрович и др., 2001]

1 – мегамоноклизы Внешнего пояса, 2 – мега-, мезоседловины, 3 – мега-, мезомоноклинали; 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 – границы территории исследования. Мега-, мезо-, седловины: II - Южно-Карская мегаседловина. Мега-, мезомоноклинали: III - Южно-Таймырская мегамоноклинали; IV - Северо-Мессояхская мегамоноклинали. Отрицательные тектонические элементы: 0 порядок: A - Карская мегасинеклиза; C - Антипаютинско-Тадебяхинская мегасинеклиза. I порядок: V - Среднегыданский мегаврез; VI - Тадебяхинский мегавпадиб; VII - Енисейская мегавпадина; VIII - Яптиксалинская мегавпадина; IX - Восточно-Антипаютинская мегавпадина. II порядок: 4 - Северо-Гыданская мегавпадина; 6 - Верхнетамбейский мезовпадиб; 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: 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 мезоподнятие; 5 - Геофизический мезовал; 8 - Нижнемессояхский мезовал.

Геохимия органического вещества (ОВ) в пределах Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО изучена достаточно, основные результаты отражены в ряде опубликованных

работ ([Филипцов и др., 2006; Ларичев и др., 2003; Бодушевская, 2001] и др.). Наиболее полные и современные результаты геохимических исследований представлены в работах Н.С. Ким и А.П. Родченко [Ким, Родченко, 2013; Ким, 2013].

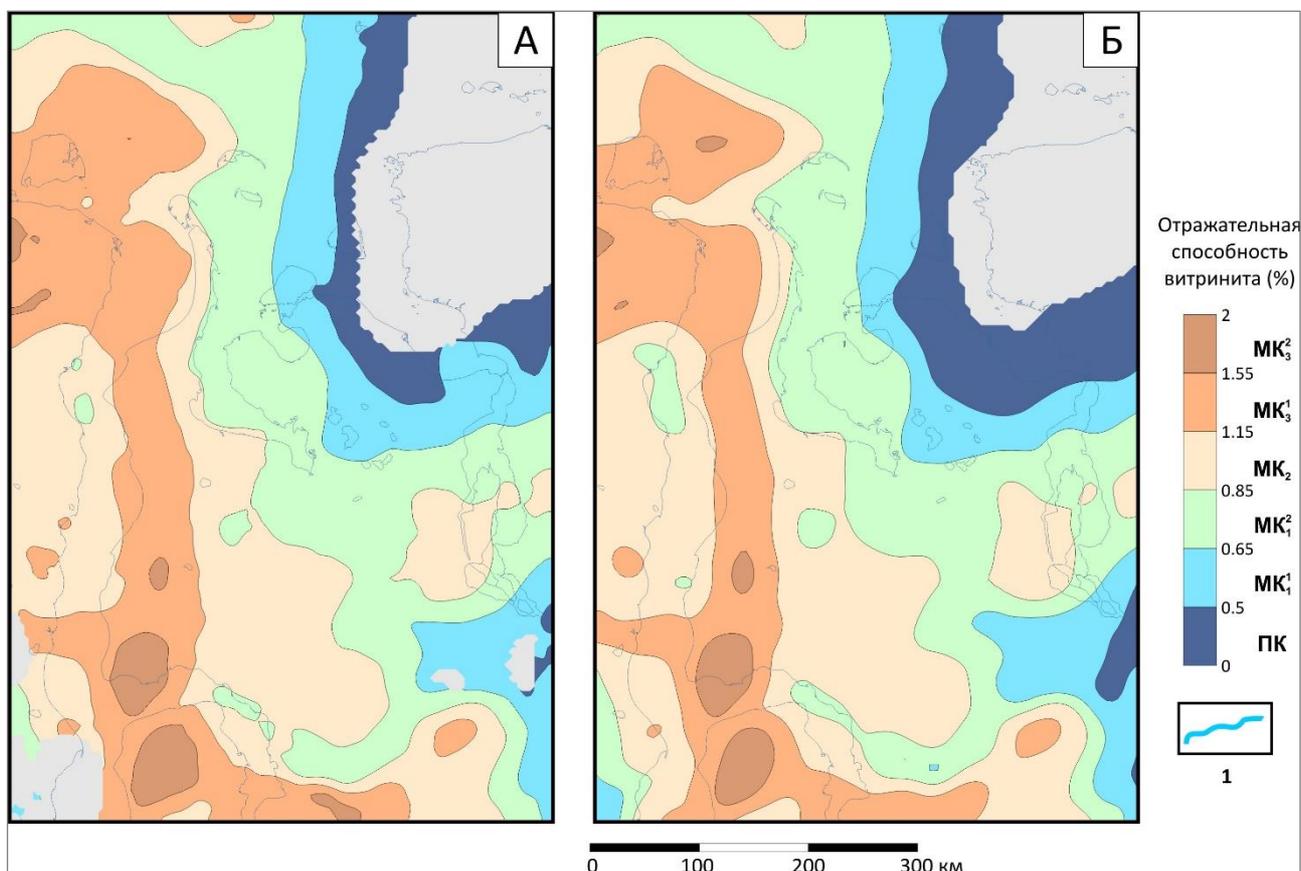


Рис. 2. Схемы отражательной способности витринита в кровле юрского структурного яруса А – по результатам моделирования; Б – по фактическим данным [Конторович и др., 2009].
I – гидросеть.

Нефтегазопроизводящие горизонты – преимущественно глинистые осадочные породы с повышенным содержанием ОБ, в которых в процессе погружения и прогрева, протекали (протекают) интенсивные процессы образования УВ. В модели для каждого нефтегазопроизводящего горизонта задаются такие параметры, как тип керогена, исходное содержание органического углерода ($С_{org0}$), исходный водородный индекс (HI_0), а также кинетические характеристики керогена, изменяющиеся по площади.

Модели, описывающие УВ системы, позволяют реконструировать процессы образования УВ из рассеянного ОБ (РОВ), включая их вторичное преобразование в нефтегазопроизводящих горизонтах. Свойства РОВ: содержание в осадочных породах, УВ потенциал, кинетические характеристики керогена, плотность и законы ее изменения, и прочие, определялись на основании результатов геохимических исследований [Ким, Родченко, 2013; Ким, 2013].

Начальное среднее содержание C_{org0} в глинистых прослоях гольчихинского горизонта – 1,6%, HI_0 – 353 мг УВ/г C_{org} . Толщины генерирующей части достигают 360 м, в среднем 90 м [Ким, Родченко, 2013].

В малышевском горизонте начальные средние содержания C_{org0} – 2,6%, HI_0 – 330 мг УВ/г C_{org} . Толщины комплекса достигают 658 м, в среднем 125 м [Ким, Родченко, 2013].

Начальное среднее содержание C_{org0} в глинистых прослоях лайдинского горизонта – 1,9%, HI_0 – 230 мг УВ/г C_{org} . Толщины комплекса варьируются от 58 до 941 м, в среднем 240 м [Ким, Родченко, 2013].

В китербютском горизонте начальные средние содержания C_{org0} – 3,8%, HI_0 – 361 мг УВ/г C_{org} . Толщины комплекса достигают 1130 м, в среднем 415 м [Ким, Родченко, 2013].

Начальное среднее содержание C_{org0} в глинистых прослоях левинского горизонта – 1,6%, HI_0 – 280 мг УВ/г C_{org} . Толщины комплекса варьируются от 112 до 741 м, в среднем 168 м [Ким, Родченко, 2013].

ОВ нефтегазопроизводящих горизонтов, используемое при моделировании, характеризуется базовыми типами керогенов из пакета моделирования Temis Flow. Традиционно принято отождествлять керогены I типа с аквагенными РОВ озерного генезиса, керогены II типа - с аквагенными РОВ морского генезиса, а керогены III и IV типов - с террагенными РОВ. В данной работе стандартные характеристики керогенов перечисленных типов потребовали определенных уточнений с учетом имеющихся фактических пиролитических данных [Дешин, Сафронов, Бурштейн, 2017; Deshin, Safronov, Burshtein, 2018].

В качестве нефтегазопроизводящих приняты глинистые породы баженовского, малышевского, лайдинского, китербютского и левинского горизонтов. ОВ баженовского и малышевского горизонтов представляет собой смесь керогенов второго и третьего типов. ОВ лайдинского и левинского горизонтов - с керогенами третьего и четвертого типов, китербютского горизонта - с керогеном третьего типа (табл. 1).

Таблица 1

**Тип органического вещества нефтегазопроизводящих горизонтов
на территории исследования**

НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩАЯ ТОЛЩА (ГОРИЗОНТ)	ТИП ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
Баженовский	II-III
Малышевский	II-III
Лайдинский	III-IV
Китербютский	III
Левинский	III-IV

После оценки объемов сгенерированных УВ в основных резервуарах модели выделены антиклинальные ловушки, способные удерживать УВ. Объем порового пространства модельных ловушек калибровался по объемам фактических ловушек УВ. Следующий этап включал реконструкцию процесса заполнения ловушек УВ, модельные скопления калибровались не только по количеству УВ в залежи, но и по их фазовому составу.

Результаты

Масштабы генерации жидких и газообразных УВ оценены для нефтегазопроизводящих горизонтов.

Средняя плотность генерации ОВ жидких УВ левинского горизонта составила 11 тыс. т/км², газообразных - 90 млн. м³/км². Наибольшие плотности генерации выделяются в пределах Внутренней и Южно-Мессояхской мезовпадин на юге территории исследования (рис. 3). Суммарная генерация УВ составила 4,4 млрд. т - жидких и 33,6 трлн. м³ - газообразных.

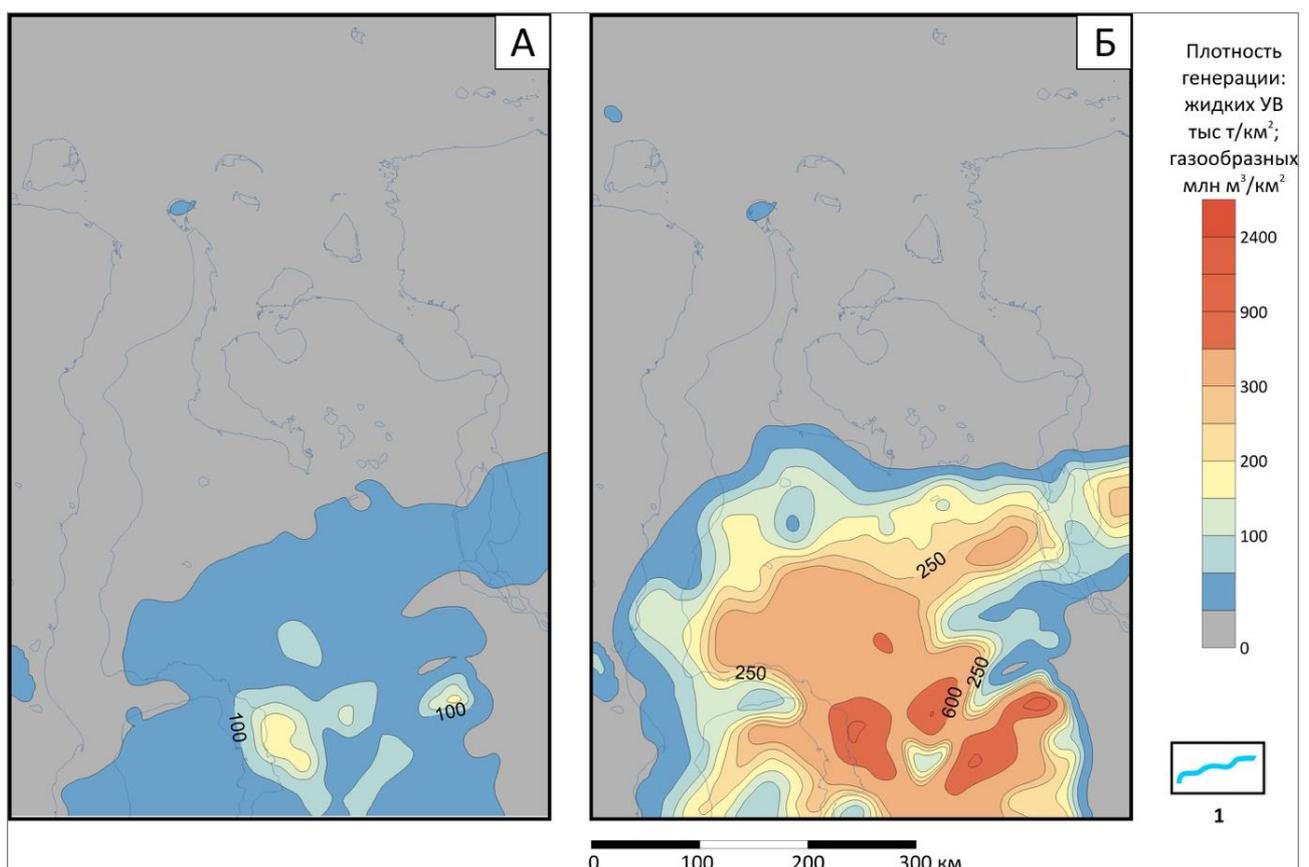


Рис. 3. Схемы плотности генерации углеводородов органическим веществом левинского горизонта

*A – схема генерации жидких УВ; Б – схема генерации газообразных УВ.
1 – гидросеть.*

Средняя плотность генерации ОБ китербютского горизонта – 1260 тыс т/км² жидких и 1100 млн. м³/км² газообразных УВ. Наибольшие плотности генерации УВ выделяются в пределах центральной и юго-восточной частей территории исследования. Очаги приурочены к отрицательным структурам первого порядка Тадебяхинского мегапрогиба, Яптиксалинской, Восточно-Антипаютинской, Енисейской и Северо-Тазовской мегавпадин (рис. 4). Оценки суммарных объемов генерации УВ ОБ китербютского горизонта составили 472 млрд. т жидких и 415 трлн. м³ газообразных УВ.

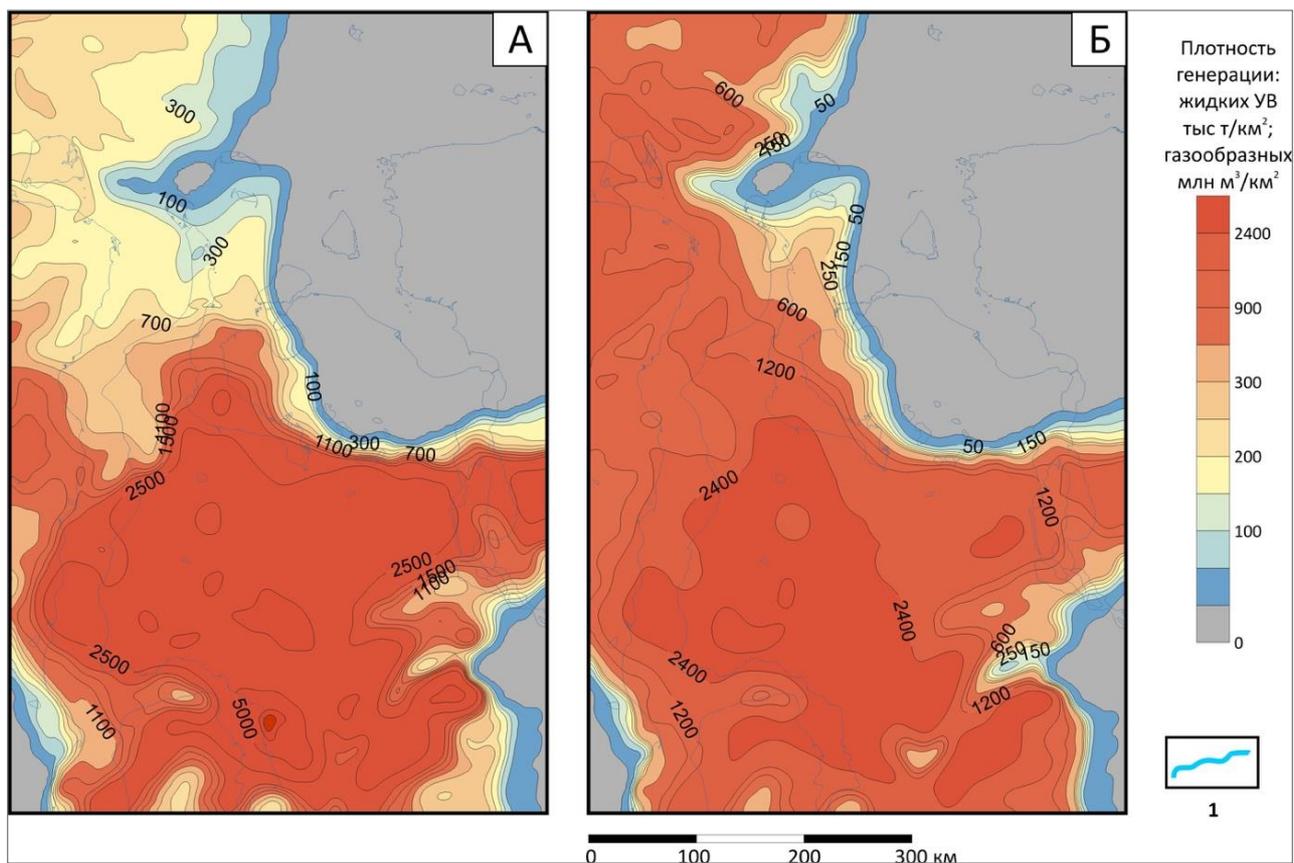


Рис. 4. Схемы плотности генерации углеводородов органическим веществом китербютского горизонта

А – схема генерации жидких УВ; Б – схема генерации газообразных УВ.

1 – гидросеть.

Средняя плотность генерации ОБ лайдинского горизонта – 190 млн. м³/км² газообразных и 156 тыс. т/км² жидких УВ. Наибольшие объемы генерации УВ выделяются в очагах центральной и восточной частей территории исследования. Очаги генерации приурочены к Яптиксалинской и Тадебяхинской мегавпадинам и Восточно-Антипаютинской впадине (рис. 5). Суммарная генерация жидких УВ ОБ лайдинского горизонта составила 58 млрд. т, а газообразных – 71 трлн. м³.

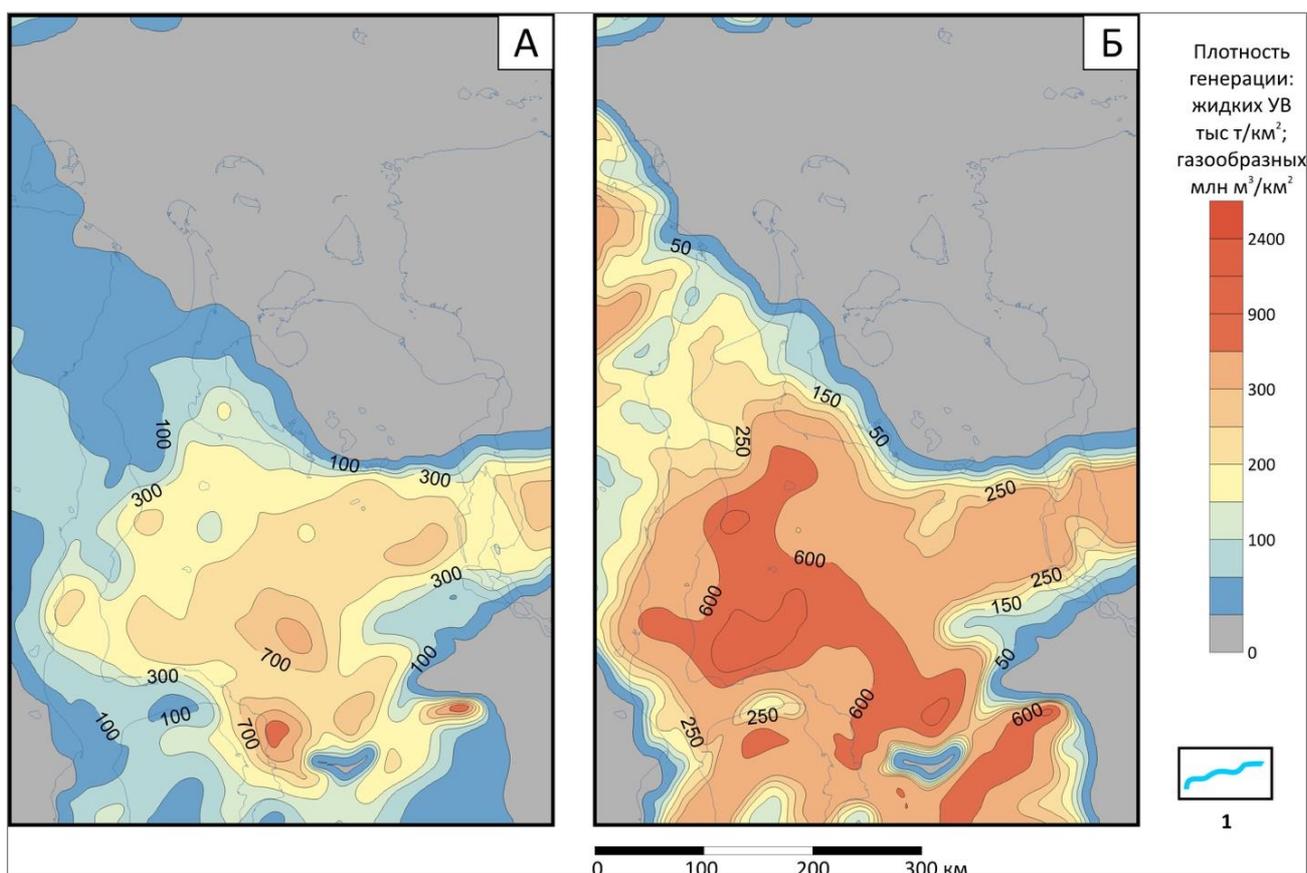


Рис. 5. Схемы плотности генерации углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта

А – схема генерации жидких УВ; Б – схема генерации газообразных УВ.

1 – гидросеть.

Средняя плотность генерации жидких УВ ОВ малышевского горизонта - 617 тыс. т/км², а газообразных – в 300 млн. м³/км². Очаги генерации УВ выделяются в центральной части территории, на ее востоке и в южной части, они приурочены к Тадебяхинскому мепрогибу, Анитипаютинско-Тадобяхинской и Енисейской мегавпадинам (рис. 6). Суммарные масштабы генерации жидких УВ ОВ малышевского горизонта составили 230 млрд. т, а газообразных - 112 трлн. м³.

Средняя плотность генерации УВ ОВ баженовского горизонта - 70 млн. м³/км² газообразных и 680 тыс. т/км² жидких УВ. Очаги генерации сместились, в соответствии со смещением депоцентра, на периферийные области территории исследования, на севере - Центрально-Карская мегавпадина, на востоке – Енисейская мегавпадина, а на юге – Северо-Тазовская мегавпадина (рис. 7). Суммарная генерация жидких и газообразных УВ баженовским горизонтом составила 186 млрд. т жидких и 18 трлн. м³ газообразных.

Оценка суммарных масштабов генерации только юрскими нефтегазопроизводящими горизонтами территории исследования составила 950 млрд. т жидких и 650 трлн. м³ газообразных УВ (табл. 2). Более 50% от общих объемов жидких УВ сгенерировано ОВ

китербютского горизонта, около 24% - мальшевским горизонтом, 20% - баженовским горизонтом. Вклад ОБ лайдинского горизонта в генерацию жидких УВ составил всего 6%, тогда как ОБ левинского горизонта сгенерировало меньше 1%.

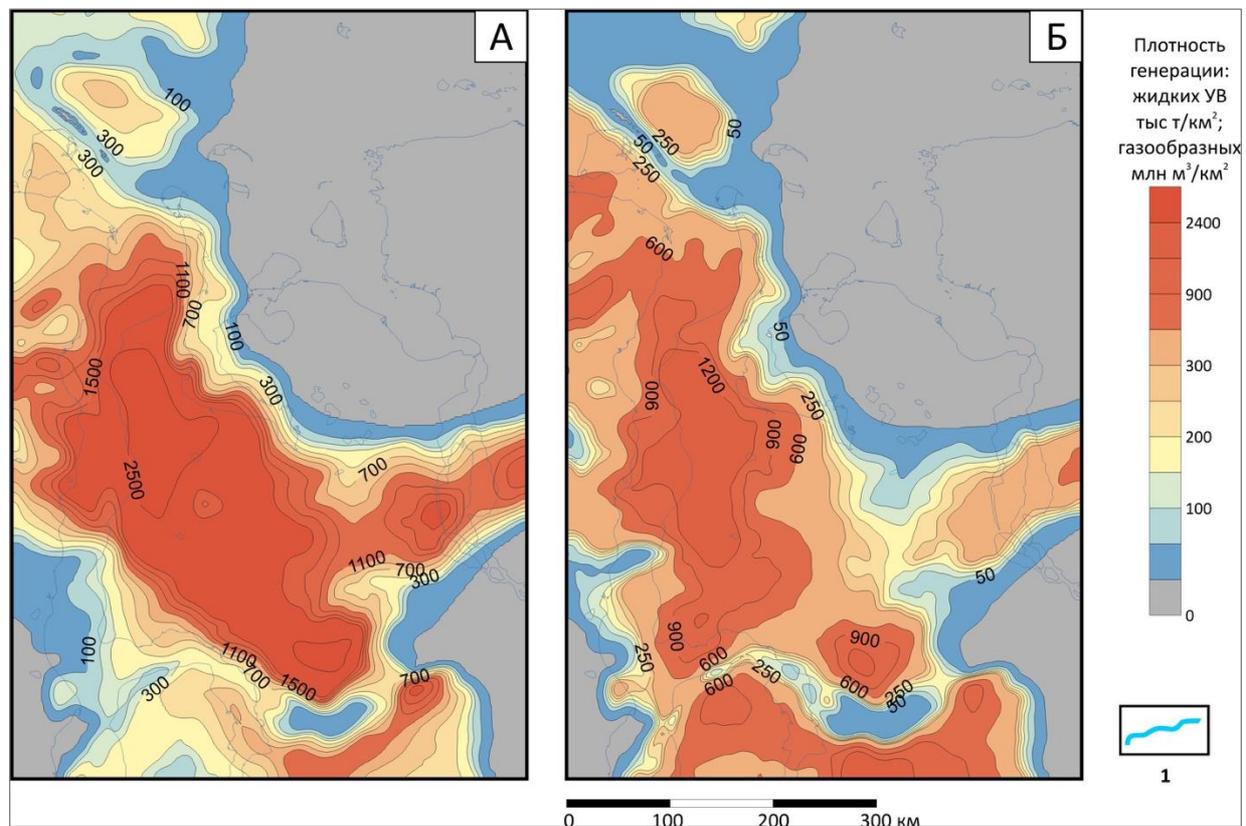


Рис. 6. Схемы плотности генерации углеводородов органическим веществом мальшевского горизонта

A – схема генерации жидких УВ; Б – схема генерации газообразных УВ.

1 – гидросеть.

Наиболее существенный вклад в суммарную генерацию газообразных УВ внесло ОБ китербютского горизонта – 64% от общего количества газообразных УВ. Мальшевский горизонт сгенерировало около 17% газообразных УВ. ОБ лайдинского горизонта сгенерировало 11% от общего количества газообразных УВ. Левинский и баженовский горизонты внесли несущественный вклад в суммарные объемы сгенерированных газообразных УВ, 5 и 3% соответственно. При оценке генерации не учитывался вторичный крекинг нефтяной составляющей, с учетом этого фактора газообразных УВ должно быть значительно больше.

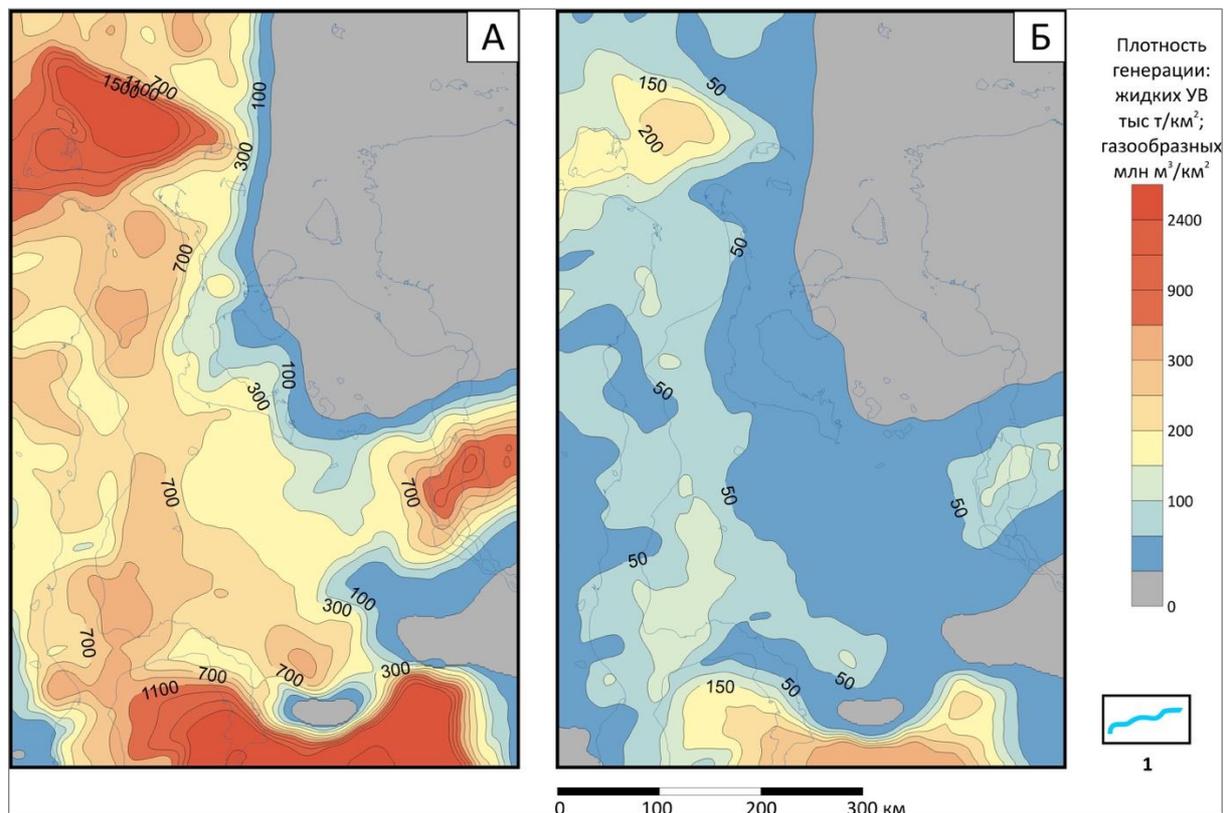


Рис. 7. Схемы плотности генерации углеводородов органическим веществом баженовского горизонта

*А – схема генерации жидких УВ; Б – схема генерации газообразных УВ.
1 – гидросеть.*

Таблица 2

Количество генерированных жидких и газообразных углеводородов

ГОРИЗОНТ	НЕФТЬ (МЛН. Т)	ГАЗ (МЛРД. М ³)
Баженовский	186000	18000
Мальшевский	230000	112000
Лайдинский	58000	71000
Китербютский	472000	415000
Левинский	4400	33600
Всего	950,4 млрд. т	649,6 трлн. м ³

Чтобы обеспечить сохранность залежей УВ, необходимо наличие литифицированных флюидоупоров перекрывающих коллекторы. Для этого было оценено время литификации основных флюидоупоров. Граничным значением принято значение пористости 30% (соответствует 1 классу коллекторов) на основании предыдущих работ подобной тематики [Конторович и др., 2013]. Киммеридж-волжский флюидоупор, соответствующий глинистым отложениям баженовского горизонта, литифицировался в конце раннего мела (около 104 млн. лет назад) (рис. 8). Нижнеготеривский флюидоупор, соответствующий урьевской

клиноформе, - к началу позднего мела (около 99 млн. лет назад). Это произошло из-за интенсивных процессов погружения, что способствовало ускорению процесса уплотнения и литификации. Нижнеаптский флюидоупор, представленный глинистыми отложениями алымского горизонта, литифицировался около 80 млн. лет назад, в кампанское время. Альбский флюидоупор - 70 млн. лет назад (в маастрихте) на всей территории исследования. Туронский флюидоупор, представленный глинистыми отложениями кузнецовского горизонта, литифицировался только в середине палеогена (45 млн. лет назад).

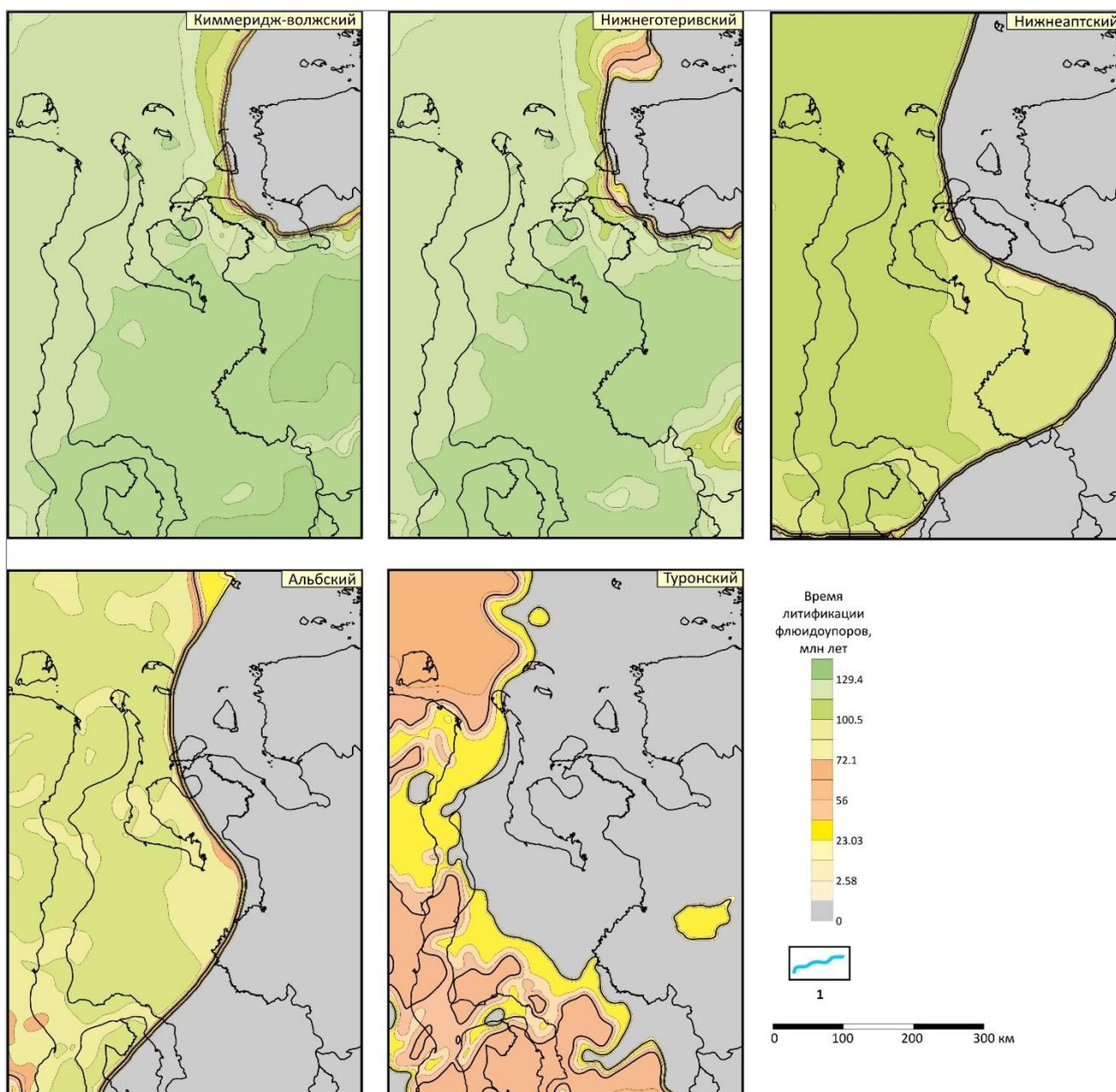


Рис. 8. Схемы времён литификации основных флюидоупоров на территории исследования

Далее, оценены объемы порового пространства ловушек в основных нефтегазоносных

комплексах территории исследования: берриас-валанжинском (рис. 9), валанжин-аптском (рис. 10), апт-альбском (рис. 11) и сеноманском (рис. 12). На схемах расположения ловушек видно, что контуры существенной части модельных скоплений пространственно совпадают с реальными скоплениями УВ во всех нефтегазоносных комплексах исследования. Пространственно совпадают контуры и их объемы большей части модельных и фактических ловушек, что подтверждается коэффициентами детерминации соответствующих параметров (см. рис. 9-12). Данные коэффициенты являются статистически значимыми по F – критерию Фишера. Во всех случаях *значимость* F - ниже 0,5, максимальные значения достигают 0,0001.

На следующем этапе осуществлялась калибровка модельных скоплений таким образом, чтобы прогнозируемое количество УВ максимально приближалось к фактическим балансовым запасам. Поскольку на юге залежи преимущественно нефтяные, а в центральной части и на севере - газовые, поэтому фазовый состав не учитывался, так как в качестве эталонного параметра принималось количество условных УВ. Как видно, объемы УВ в модельных залежах близки фактически, что подтверждается и коэффициентами детерминации (см. рис. 9-12). Данные коэффициенты являются статистически значимыми по F – критерию Фишера. Во всех случаях *значимость* F - намного ниже 0,5, максимальные значения достигают 0,0001.

Для оценки УВ потенциала необходимо реконструировать процесс заполнения ловушек с учетом фазового состава УВ. В соответствии с моделью жидких УВ сгенерировалось больше, однако из-за процессов вторичного крекинга и отсутствия литифицированных флюидоупоров большая часть жидких УВ либо потеряна в процессе миграции, либо перешла в газовое состояние. Нефтегазовые системы содержат в основном газообразные УВ, хотя на юге в Мессояхских месторождениях преобладают нефтяные залежи. Если в сеноманском и апт-альбском резервуарах газообразные УВ преобладают над жидкими, а в валанжин-аптском и берриас-валанжинском резервуарах возрастает количество жидких УВ, что связано с началом интенсивной генерации УВ и временем литификации флюидоупоров, также существенный вклад внесли процессы вторичного крекинга (см. рис. 9-12).

Суммарные объемы аккумулированных газообразных УВ составляют 27 трлн. м³, жидких - 8,2 млрд. т (табл. 3), это около 1% от сгенерированных УВ, что свидетельствует о гигантских потерях в процессе миграции. В данной работе сделана оценка объёмов аккумулированных УВ для меловых нефтегазоносных комплексов. Юрский комплекс не оценивался в связи со слабой разбуренностью.

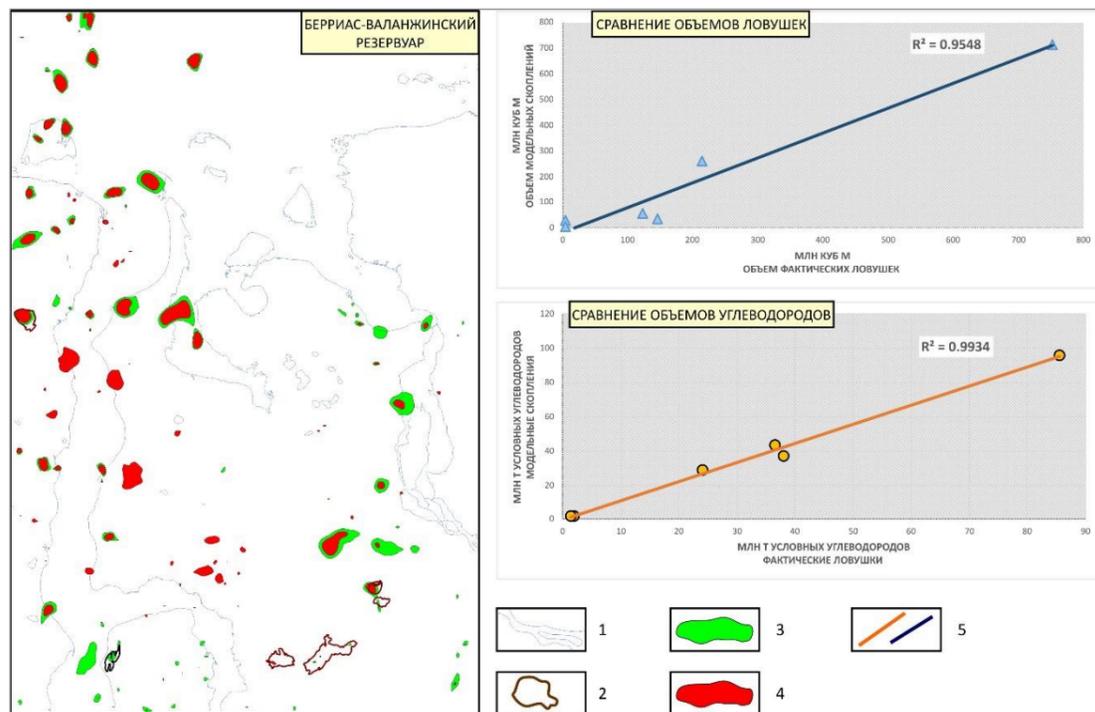


Рис. 9. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в берриас-валанжинском резервуаре

1 – гидросеть, 2 – контуры месторождений, 3 – контуры модельных залежей жидких УВ, 4 – контуры модельных залежей газообразных УВ, 5 – регрессионные кривые.

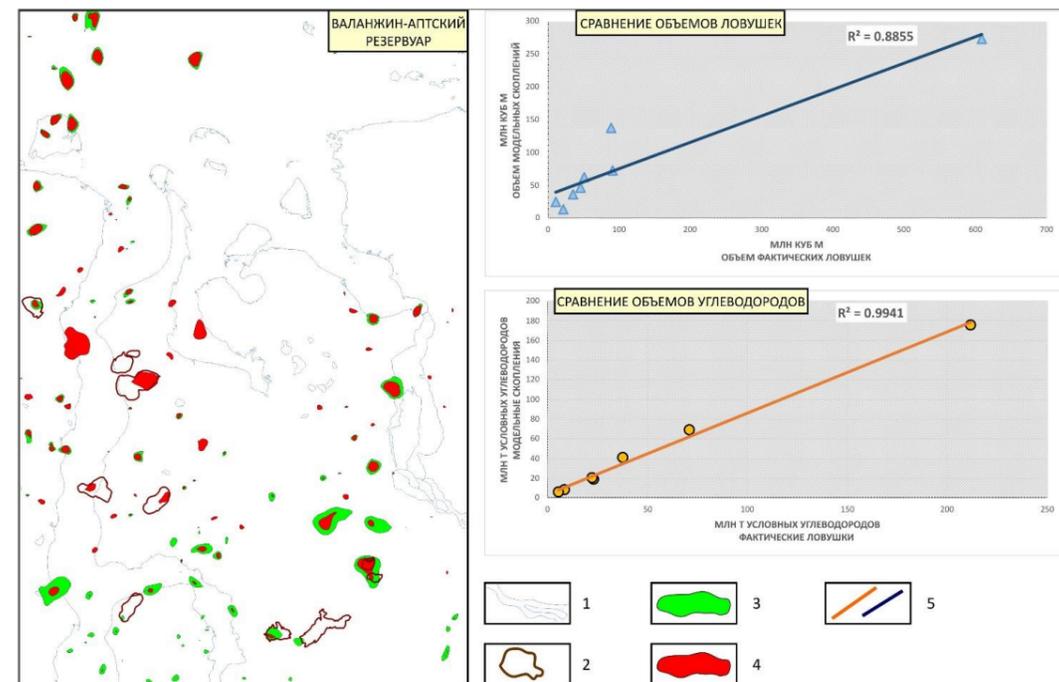


Рис. 10. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в валанжин-аптском резервуаре

1 – гидросеть, 2 – контуры месторождений, 3 – контуры модельных залежей жидких УВ, 4 – контуры модельных залежей газообразных УВ, 5 – регрессионные кривые.

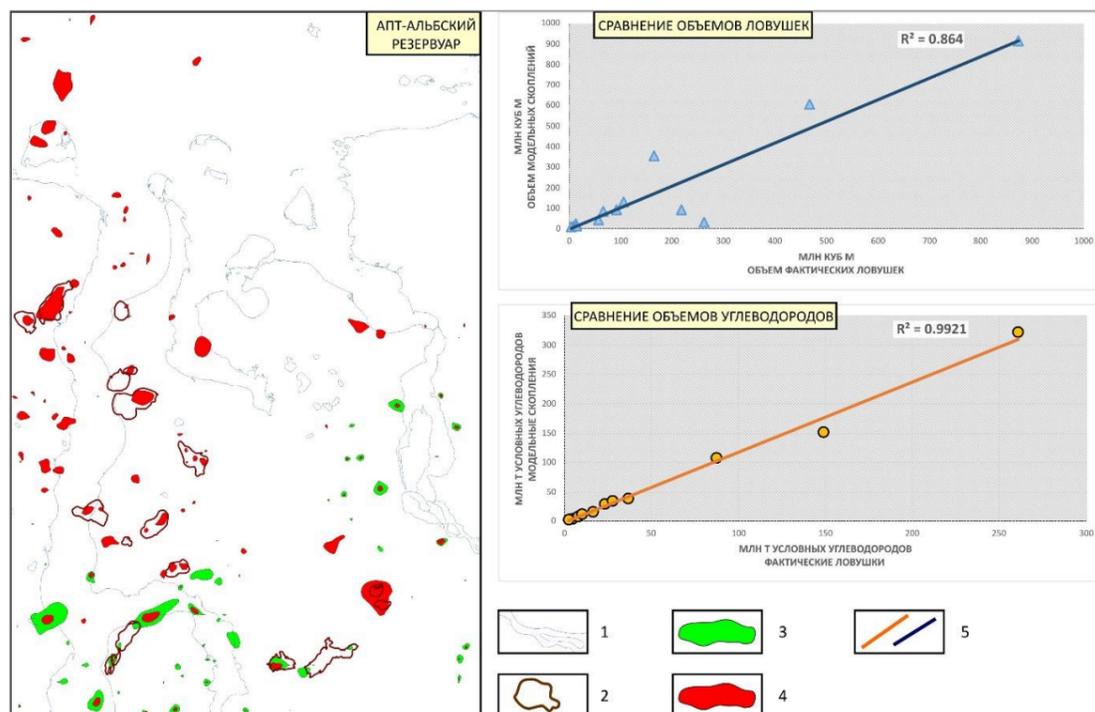


Рис. 11. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в апт-альбском резервуаре

1 – гидросеть, 2 – контуры месторождений, 3 – контуры модельных залежей жидких УВ, 4 – контуры модельных залежей газообразных УВ, 5 – регрессионные кривые.

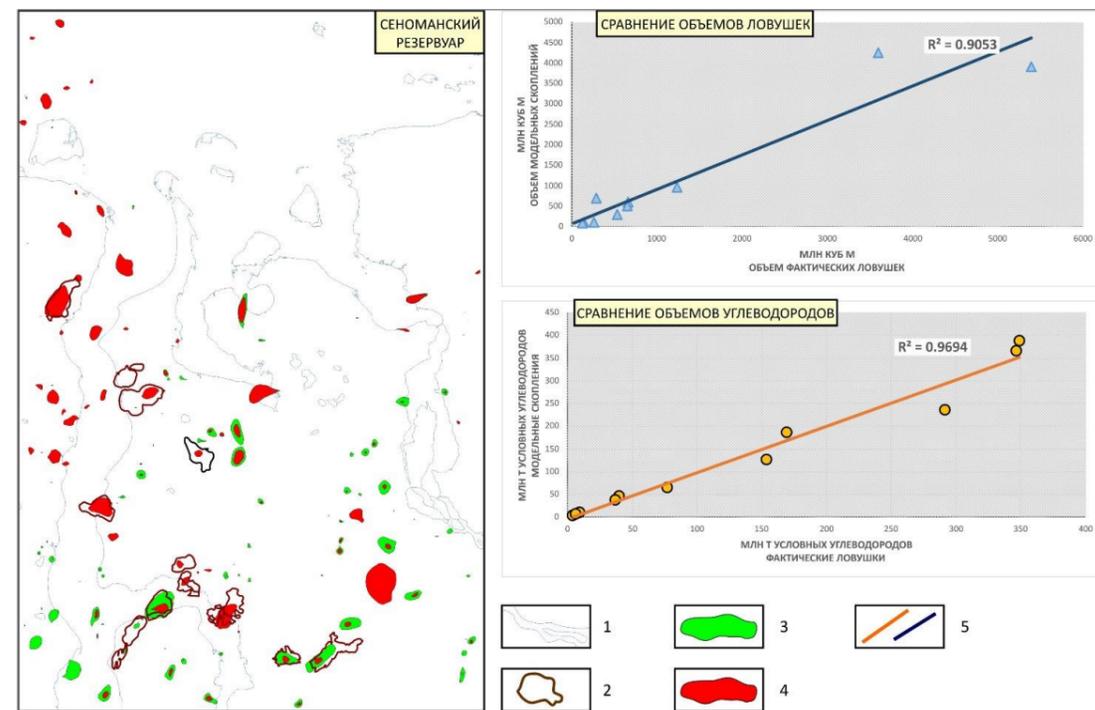


Рис. 12. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в сеноманском резервуаре

1 – гидросеть, 2 – контуры месторождений, 3 – контуры модельных залежей жидких УВ, 4 – контуры модельных залежей газообразных УВ, 5 – регрессионные кривые.

Таблица 3

Количество углеводородов, аккумулированных в залежах

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС	МАССЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (МЛН. Т)	ОБЪЕМЫ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ (МЛРД. М ³)
Берриас-Валанжинский	1938,7	2046,7
Валанжин-Аптский	1923,2	2254,6
Апт-Альбский	1528,6	7643,2
Сеноманский	2883,8	15150,3
Всего	8,3 млрд. т	27,1 трлн. м ³

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов, полученная в результате исследований, немного превышает современные оценки ресурсов, приведённые в работах ряда исследователей [Казаненков и др., 2019]. Так, берриас-валанжинский резервуар содержит 2 трлн. м³ газообразных и 1,9 млрд. т жидких УВ, валанжин-аптский резервуар - 2,2 трлн. м³ газообразных и 1,9 млрд. т жидких УВ. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные УВ. По оценке автора, апт-альбский резервуар включает 7,6 трлн. м³ газообразных и 1,5 млрд. т жидких УВ, сеноманский резервуар содержит 15,1 трлн. м³ газообразных и 2,9 млрд. т жидких УВ.

Перспективные, слабоизученные, еще не разбуренные ловушки выделяются в центральной, северной и северо-восточных частях территории исследования (рис. 13).

В результате проведённых исследований оценены масштабы генерации УВ юрскими нефтегазопроизводящими горизонтами, которые составили 950 млрд. т жидких и 650 трлн. м³ газообразных УВ. Определены времена литификации флюидоупоров и объемы аккумулированных под ними УВ. В соответствии с приведенной в работе методикой, оценка начальных суммарных ресурсов условных УВ составила 35,4 млрд т. Кроме оценки ресурсов одним из наиболее важных практических результатов является схема перспективных ловушек.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00436 мол_а, а также при технической поддержке Российского представительства компании VeicipFranlab.



Рис. 13. Схема перспективных ловушек жидких и газообразных углеводородов
1 – гидросеть, 2 – скважины, 3 – контуры фактических месторождений, 4 – потенциально нефтегазоносные структуры.

Литература

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

Болдушевская Л.Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты // Автореферат дис. ... к-та г.-м. наук. – Красноярск, 2001. – 22 с.

Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

Бочкарев В.С. Палеозой и триас Западной Сибири // Геология и геофизика. 2003. - Т. 44. - № 1-2. - С. 120-143.

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

Дешин А.А., Бурштейн Л.М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018

Дешин А.А., Сафронов П.И., Бурштейн 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., Железняк М.Н., Аюнов Д.Е. Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока. - 2015. - <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>

Казаненков В.А., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия // Бурение и нефть. – 2019. – №10. – С. 10-18.

Ким Н.С. Органическая геохимия нижнемеловых отложений Енисей-Хатангского прогиба // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 15-26 апреля 2013 г.): Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: сб. материалов междунар. науч. конф. в 3 т. – 2013. – Т. 1. – С. 101-105.

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

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., Бурштейн Л.М., Мальшев 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.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745-776.

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.

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 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.

Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Видик С.В., Соловьева Н.С. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - № 11. - С. 4-13.

Мальшева С.В., Васильев В.Е., Комиссаров Д.К., Сан-Жермес М.Л., Лелль Ж.М., Переслегин М.В., Хафизов С.Ф. Опыт моделирования баженовской свиты Западной Сибири как нетрадиционного источника углеводородов // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 12 - С. 14-47.

Мальшева 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.

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.

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.

Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6. - С. 52-57.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. - Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. - 331 с.

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. В 9-ти кн. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Фил. «Гео», 2000. – 480 с.

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., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018). – 2018. – Vol. 193. – P. 012016-012016

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. petroleum geology conference proceedings. 2010. - Vol. 7. - P. 659-668.

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

Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R. G., Welte D.H., Littke R. Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin // *AAPG Bulletin.* – 1999. – Vol. 83. – №10. – P. 1642-1665.

Schaefer R.G., Galushkin Y.I., Kolloff A., Littke R. Reaction kinetics of gas generation in selected source rocks of the West Siberian Basin: implications for the mass balance of early-thermogenic methane // *Chemical Geology.* – 1999. – Vol. 156. - Issues 1–4. – P. 41–65.

Deshin A.A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, DeshinAA@ipgg.sbras.ru

**RECONSTRUCTION OF THE HISTORY OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS
GENESIS IN THE ARCTIC PART OF THE WESTERN SIBERIAN PETROLEUM BASIN**

Based on structural and lithological constructions, a three-dimensional quantitative model of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Gydan peninsula center of petroleum formation was created. The types of kerogen of the main oil and gas producing units of the Jurassic are substantiated, and the volumes of generated hydrocarbons by them are estimated.

Using a three-dimensional geological model of the Arctic parts of the Western Siberian petroleum basin, the foci of the most intense generation, fluid and the seal lithification times, hydrocarbon traps were identified. This made it possible to identify promising traps, determine the degree of their filling, taking into account the volume and characteristics of the reservoir and finally estimate the amount of accumulated hydrocarbons.

Keywords: *three-dimensional quantitative model, hydrocarbon generation, hydrocarbon traps, hydrocarbon accumulation, Arctic part of the Western Siberian petroleum basin.*

References

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

Bochkarev B.C. *Paleozoy i trias Zapadnoy Sibiri* [Paleozoic and Triassic of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2003, vol. 44, no. 1-2, pp. 120-143.

Boldushevskaya L.N. *Geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba i severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Geochemical criteria for forecasting the oil and gas potential of the Mesozoic sequences of the Yenisey-Khatanga regional trough and the northeast of the West Siberian Plate]. Avtoreferat dis. ... k-ta g.-m. nauk, Krasnoyarsk, 2001, 22 p.

Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. *Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnemeredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenkoy ikh UV-potentsiala* [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no.3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

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

Deshin A.A., Burshtein L.M. *Otsenka masshtabov generatsii uglevodorodov v sredne-verkhneyurskikh otlozheniyakh severa Zapadnoy Sibiri* [Evaluation of hydrocarbons generation volume in the Middle-Upper Jurassic sections of the north Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2018, vol. 13, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018

Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conf. with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, 9-11 Oct 2018), 2018, vol. 193, pp.012016-012016

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 nefi i gaza*, 2017, no. 4, pp. 33-44.

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/>

Filipsov Yu.A., Boldushevskaya L.N., Krinin V.A., Kontorovich A. A., Melenevskiy V.N.

Primenenie piroliza dlya izucheniya katageneza organicheskogo veshchestva mezozojskikh 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.

Filipstov Yu.A., Davydova I.V., Boldushevskaya L.N., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Fomin A.N. *Vzaimosvyaz' materinskikh porod i neftey v mezozojskikh otlozheniyakh severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity na osnove izucheniya uglevodorodov-biomarkerov i katageneza organicheskogo veshchestva* [The relationship of source rocks and oils in the Mesozoic of the north-east of the West Siberian Plate based on the study of hydrocarbon biomarkers and catagenesis of organic matter]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef. i gazov. mestor.*, 2006, no.5-6, pp. 52-57.

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. petroleum geology conference proceedings, 2010, vol. 7, pp. 659-668.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozojskikh i paleozojskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabassejna* [Organic matter catagenesis and petroleum mesozoic and paleozoic deposits of the West Siberian megabasin.]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modelling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyy Mir, 2007, 456 p.

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

Kazanenkov V.A., Filimonova I.V., Nemov V.Yu. *Glavnye napravleniya i zadachi poiskov nefti i gaza v Zapadnoy Sibiri na blizhayshie desyatiletia* [Major directions and tasks of oil and gas searches in Western Siberia for next decades]. *Burenie i nef't*, 2019, no.10, pp. 10-18.

Kim N.S. *Organicheskaya geokhimiya nizhnemelovykh otlozheniy Enisey-Khatangskogo progiba* [Organic geochemistry of the Lower Cretaceous sequences of the Yenisei-Khatanga trough]. *Interkspozitsiya GEO-Sibir'-2013. IX Mezhdunar. nauch. kongr. (Novosibirsk, 15-26 Apr 2013): Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Geoekologiya: sb. mat. mezhdunar. nauch. konf.*, 2013, vol. 1, pp. 101-105.

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, pp. 1236–1252.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode* [Cretaceous paleogeography of the Western Siberian sedimentary basin]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 745-776.

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 mezozojsko-kaynozoyском osadochnom basseyne Karskogo morya (basseynovoe modelirovanie)* [Historical and geological modeling of naphtides genesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 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 megabasseyna* [Catagenesis of organic matter in the roof and base of the Jurassic complex of the West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika*, 2009, no. 11, p. 1191-1200.

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*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 972-1012.

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

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 evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, pp. 1832-1845.

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* [Geothermal oil and gas areas of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1987, 134 p.

Larichev A.I., Ryazanova T.A., Melenevskiy V.N., Sukhoruchko V.I., Chuykova T.E., Vidik S.V., Solov'eva N.S. *Organicheskaya geokhimiya sredneyursko-nizhnemelovogo razreza vostochnogo borta Bol'shekhetskoy vpadiny* [Organic geochemistry of the Middle Jurassic-Lower Cretaceous section of the eastern side of the Bolshekheta Depression]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2003, no.11, pp. 4-13.

Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R. G., Welte D.H., Littke R. Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 1999, vol. 83, no.10, pp. 1642-1665.

Malysheva S.V., Vasil'ev V.E., Komissarov D.K., San-Zhermes M.L., Legl' Zh.M., Pereslegin M.V., Khafizov S.F. *Opyt modelirovaniya bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri kak netraditsionnogo istochnika uglevodorodov* [The result of modeling the Bazhenov Formation of Western Siberia as an unconventional source of hydrocarbons]. *Neft. khoz.*, 2012, no.12, pp. 14-47.

Malysheva S.V., Vasil'ev V.E., Kosenkova N.N., Anan'ev V.V., Komissarov 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, pp.13-17.

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* [Modelling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous complexes of the Yenisei-Khatanga Basin]. *Geologiya nefi i gaza*, 2011, no.5, pp. 48-55.

Schaefer R.G., Galushkin Y.I., Kolloff A., Littke R. Reaction kinetics of gas generation in selected source rocks of the West Siberian Basin: implications for the mass balance of early-thermogenic methane. *Chemical Geology*, 1999, vol. 156, issues 1-4, pp. 41-65.

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 nedr*, 2014, no. 4, pp. 47-51.

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

