

*На правах рукописи*

**ДЕШИН Алексей Андреевич**

**ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ  
ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ  
ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО  
МЕГАБАССЕЙНА**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

**Научный руководитель:**

**Бурштейн Лев Маркович**

член-корр. РАН, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск.

**Официальные оппоненты:**

**Агалаков Сергей Евгеньевич**, доктор геолого-минералогических наук, Старший эксперт экспертизно-аналитического управления Общества с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК-Роснефть», (ООО «ТННЦ», ПАО «НК-Роснефть»), г. Тюмень

**Исаев Валерий Иванович**, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»), г. Томск

**Ведущая организация:**

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», (ФГБУ «ВНИГНИ»), г. Москва.

Защита состоится 13 сентября 2022 г. в 15 час. на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, в конференц-зале (630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, ИНГГ СО РАН)

Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3;

e-mail: KostyреваEA@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН

<http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/theses/d003-068-02/deshin2022>

Автореферат разослан 29 июля 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета, к.г.-м.н.

Е.А. Костырева

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования и степень её разработанности**

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 N 2914-р «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года», Арктическая зона России является основным стратегическим резервом нефтегазового комплекса страны в XXI веке.

Арктическая зона России обладает огромным углеводородным потенциалом и на первую половину XXI века становится одним из ключевых объектов для прироста запасов нефти и газа. В северных областях Западной Сибири одним из наиболее перспективных районов является Гыданский очаг нефтегазообразования в Антипаутинско-Тадебяхинской мегасинклизе и смежные с ним зоны нефтегазонакопления.

Для планирования поисково-разведочных работ и снижения геологических рисков в арктических регионах Западной Сибири критически важно выявить закономерности размещения залежей нефти и газа, реконструировать историю их формирования, и выполнить на этой основе количественный прогноз перспектив нефтегазоносности территории исследования.

Для Гыданской нефтегазоносной области и других арктических районов Западно-Сибирской провинции работы, использующие элементы историко-геологического подхода к оценке перспектив нефтегазоносности и реконструкции процессов нафтогенеза неоднократно выполнялись и ранее [Fjellanger, Kontorovich et al., 2010; Бостриков и др., 2011; Малышева и др., 2012; Малышева и др., 2011; Конторович др., 2013; Ступакова др., 2014; Сафонов и др., 2011; Афанасенков и др., 2018;]. Особенностями настоящей работы являются моделирование генерации углеводородов в Гыданском очаге нефтегазообразования, с учетом прямых оценок кинетических характеристик органического вещества нефтегазопroducing толщ, а также количественная реконструкция процессов и масштабов аккумуляции [Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin et al., 2018; Дешин, 2020].

Все сказанное выше и определяет актуальность настоящей работы.

**Объектом исследования** настоящей работы являются нефтегазовые системы Гыданского очага нефтегазогенерации. Под нефтегазовой системой обычно понимают совокупность одной или нескольких нефтегазопroducing толщ, в которых протекали и (или) протекают интенсивные процессы генерации углеводородов, проницаемые породы, аккумулирующие углеводороды (коллектор) и флюидоупоры их

перекрывающие, обеспечивающие аккумуляцию углеводородов и препятствующие их диссипации.

**Цель работы** – восстановить историю генерации, миграции, аккумуляции жидких и газообразных углеводородов и оценить начальные суммарные ресурсы углеводородов в пределах Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

**Научная задача** заключается в численном моделировании процессов нефтегазообразования, определении времени их интенсификации, аккумуляции, оценке масштабов рассеивания, генерированных углеводородов, а также оценке начальных суммарных ресурсов в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий на основании осадочно-миграционной теории нефтегазообразования.

#### **Этапы исследования:**

1. Создана единая база данных с описанием стратиграфии, литологии, органической геохимии, продолжительности и масштабах оледенений, перерывах в процессах осадконакопления, значительных размывов отложений, распределения современных температурных полей в осадочном чехле, изменения отражательной способности витринита в разрезе и катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества по площади. Для составления базы данных использовались материалы ИНГГ СО РАН и данные из публикаций А.П. Афанасенкова, Л.Н. Болдушевской, И.С. Грамберга, Г.Д. Гинзбурга, А.И. Данюшевской, А.Э. Конторовича, Н.С. Ким, В.А. Кринина, К.И. Микуленко, И.И. Нестерова, И.Д. Поляковой, А.П. Родченко, Д.С. Сорокова, Д.Б. Тальвирского, П.А. Трушкова, Ю.А. Филиппова, А.С. Фомичева, В.И. Шпильмана и др.

2. Проведено одномерное моделирование процессов осадконакопления и нефтегазообразования в разрезе 8 скважин на территории Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

3. Построена трехмерная структурно-литологическая модель осадочного чехла Гыданского очага и смежных территорий.

4. Определены параметры количественных закономерностей уплотнения глинистых пород на территории исследования.

5. Реконструирована история формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла с учетом уплотнения слагающих его пород.

6. Восстановлена тепловая история осадочного чехла. При этом учитывались значения отражательной способности витринита, как в

разрезе отдельных скважин, так и в виде схем катагенеза в кровле верхнеюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна. Также в реконструкции учитывалась современная термометрия.

7. На основе геохимических исследований и с учетом обстановок формирования нефтегазопроизводящих комплексов обоснован тип органического вещества и кинетические характеристики керогенов юрских нефтегазопроизводящих толщ.

8. По результатам специализированных пиролитических исследований определены кинетические характеристики керогенов баженовского горизонта.

9. Реконструирована история и масштабы генерации жидких и газообразных углеводородов основными юрскими нефтегазопроизводящими толщами.

10. Проанализирован процесс миграции, аккумуляции и диссипации углеводородов в осадочном чехле Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

11. Оценено время литификации флюидоупоров, регионально выдержаных глинистых толщ, и потери углеводородов, как на путях миграции, так и до формирования региональных флюидоупоров.

12. Проведена оценка масштабов аккумуляции жидких и газообразных углеводородов. Выполнена оценка начальных суммарных ресурсов в меловых резервуарах северных частей Западной Сибири.

**Научная новизна** исследования заключается в детальном описании процессов нафтогенеза в осадочном чехле Антипаутинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и смежных территорий. Впервые детально восстановлена динамика генерации углеводородов органическим веществом юрских пород с учетом кинетических характеристик, определенных по лабораторным пиролитическим экспериментам. Расчет времени литификации регионально выдержаных глинистых толщ позволил оценить потери углеводородов на путях миграции и выполнить оценку масштабов их аккумуляции в меловых нефтегазоносных комплексах с учетом фазового состава открытых залежей. Выполнена оценка начальных суммарных ресурсов жидких и газообразных углеводородов в меловых резервуарах Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

### **Фактический материал.**

Основой работы послужили результаты многолетних геологических, геохимических и гидрогеологических исследований северных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, выполненных в ИНГГ СО РАН:

- Сеточные модели 35 структурных поверхностей, соответствующих основным отражающим горизонтам, подошвам глинистых покрышек и кровлям клиноформ (В.А. Конторович, С.В. Ершов, и др.) послужили основой для стратификации осадочного чехла на 34 слоя (горизонта);
- схемы распространения различных литологических типов пород для каждого элемента стратификации в таком же количестве (А.Э. Конторович, С.В. Ершов, и др.);
- тектоническая схема по кровле юрского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001];
- содержания органического углерода ( $C_{опт}$ ) в юрских нефтегазопроизводящих толщах (156 определений), пиролитические характеристики керогенов (НІ и  $T_{max}$ ) - 164 определения (Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, А.П. Родченко и др.) в центральной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба;
- результаты специализированных кинетических исследований керогена гольчихинской (3 образца) и яновстанской (2 образца) свит;
- данные по пористости глин и аргиллитов (739 определений);
- схемы катагенеза органического вещества в кровле верхнеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович, и др., 1967, 1971, 1974; Фомин и др., 2001; Болдушевская, 2001; Филиппцов и др., 2006; Фомин, 2012];
- схемы обстановок осадконакопления (22) в юрско-меловой период на территории района исследования [Конторович и др., 2013, 2014];
- современные результаты термометрии по 112 скважинам [Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992; Дучков и др., 2009-2012, Курчиков, Бродкин, 2015, Новиков и др., 2019].

### **Методы исследования.**

Историко-генетический (историко-геологический) метод прогноза перспектив нефтегазоносности базируется на осадочно-миграционной теории нефтидогенеза, в частности, на ее базовом элементе - учении о стадийности нефтегазообразования [Соколов, 1948; Успенский, 1954; Вассоевич, 1958, 1967; Вассоевич и др., 1971; Конторович, 1967, 1976; Конторович, Неручев, 1971; Неручев, 1962, 1969; Неручев и др., 1967 и др.]. Следует сказать, что все во всех упомянутых работах авторы главным

фактором преобразования органического вещества признают температура [Конторович и др., 1967; Лопатин, 1971].

В конце 60-х годов Н.Б. Вассоевич и А.Э. Конторович впервые показали, что наиболее интенсивные процессы нефтеобразования происходят в мезокатагенезе [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967].

Н.Б. Вассоевич акцентировал внимание на геологическом времени и выделил главную фазу нефтеобразования. А.Э. Конторович использовал пространственный критерий - стадийность образования углеводородов в разрезе. На примере нефтегазопroducingих толщ Западной Сибири он выделил главную зону нефтегазообразования [Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967].

Вышеупомянутые, а также другие работы отечественных ученых-исследователей сыграли существенную роль в становлении методики историко-геологического или историко-генетического метода («бассейнового моделирования» в западной терминологии). Хотя большинство современных программных пакетов бассейнового моделирования разработаны западными компаниями, основы данного направления созданы в основном советскими и российскими учеными. На базе созданных ими геологических концепций сформировался историко-геологический метод прогноза нефтегазоносности [Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1976; Лопатин, 1971; Конторович, 1976; Tissot, Welte, 1984; Applied petroleum geochemistry, 1993; Welte et al., 1997; Makhous, Galushkin, 2005; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Конторович и др., 2013; Астахов, 2015; Burnham, 2017 и др.].

В настоящее время историко-генетический метод включает описание всех групп процессов формирования и литификации пород осадочного чехла, превращений органического вещества в них, миграции углеводородов, воды и других флюидов, и образования скоплений углеводородов. Метод включает такие модели как модель уплотнения осадочных пород, которая предполагает решение обратной задачи – разуплотнения, модель тепломассопереноса, модель образования миграции и аккумуляции углеводородов и др. Метод реализован в ряде пакетов программного обеспечения: TemisFlow – Beicip Franlab; Petromod – Schlumberger; ГАЛО – МГУ и др. В работе автор использовал программный комплекс TemisFlow.

## **Защищаемые положения и результаты:**

**1. Трехмерная численная модель формирования осадочного чехла, процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пределах Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.**

**2. Оценка суммарных объемов генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом нефтегазопроизводящих комплексов территории исследования.** Суммарный объем генерированных жидких углеводородов всеми нефтегазопроизводящими свитами – 950.4 млрд т, а газообразных углеводородов составил – 649.6 трлн м<sup>3</sup>. Органическое вещество баженовского горизонта, волжско-раннеберрийского возраста, сгенерировало 186 млрд т – жидких и 18 трлн м<sup>3</sup> – газообразных углеводородов. Генерация углеводородов мышевским горизонтом, батского века, составила 230 млрд т жидких и 112 трлн м<sup>3</sup> газообразных. Органическое вещество лайдинского горизонта, ааленского возраста, сгенерировало 58 млрд т жидких и 71 трлн м<sup>3</sup> газообразных углеводородов. Китербютский горизонт, нижнетаурского века, внес самый существенный вклад в генерацию углеводородов: 472 млрд т жидких и 415 трлн м<sup>3</sup> газообразных. Органическое вещество левинского горизонта, плинсбахского возраста, в существенных количествах генерировало только газ – 33 трлн м<sup>3</sup>.

**3. Оценка времени литификации флюидоупоров.** Установлено, что валанжинский флюидоупор литифицировался в конце готерива-середине апта, нижнеаптский флюидоупор в конце апта – начале сеномана, альбский в конце сеномана – начале турона и туронский флюидоупор литифицировался в эоцене – палеоцене.

**4. Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов меловых комплексов на территории исследования** составила 21.8 млрд т УУВ. Берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.5 млрд т жидких углеводородов, валанжин-нижнеаптский резервуар – 0.9 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные углеводороды. Начальные геологические ресурсы апт-альбского резервуара составляют 3.8 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов, сеноманского резервуара 12.1 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 2.3 млрд т. жидких углеводородов.

### **Степень достоверности научных результатов подтверждается:**

- использованием методикой, основанной на осадочно-миграционной теории нафтогенеза, и теоретической базой историко-геологического подхода, который строился на работах Б.А. Соколова, Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, А.А. Трофимука, В.А. Успенского и развивался в работах Т. Хэншела, Л.М. Бурштейна, Н.В. Лопатина, Ю.И. Галушкина, С.М. Астахова и др.
- использованием обширной базы данных геолого-geoхимической информации;
- применением программного комплекса TemisFlow (Beicip Franlab), одного из ведущих комплексов бассейнового моделирования;
- цельным характером проведенного исследования, что позволяет прослеживать и оценивать влияние процессов, формировавших осадочный чехол на генерацию углеводородов в основных нефтегазопroducing толщах;
- корректностью построенной аккумуляционной модели, калибровка которой выполняется по запасам выявленных месторождений нефти и газа.

### **Личный вклад автора.**

Автором была создана единая база данных первичной геологической информации и результатов ее интерпретации. На этой основе была сформирована трехмерная численная модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и прилегающих территорий. Восстановлены кинетические характеристики керогенов баженовского горизонта по лабораторным данным. Проведено моделирование процессов генерации углеводородов в основных нефтегазопroducing толщах, с учетом особенностей развития осадочного чехла на территории исследования. Для каждой нефтегазопroducing толщи построен набор карт, отражающих масштабы и динамику генерации углеводородов. Оценены потери генерированных углеводородов до литификации региональных флюидоупоров и на путях миграции. Проведена оценка масштабов аккумуляции жидких и газообразных углеводородов в меловых резервуарах на территории исследования. Оценены начальные суммарные ресурсы углеводородов в комплексах мелового возраста.

### **Теоретическая и практическая значимость.**

Теоретическая значимость работы состоит в том, что впервые для территории Антипаютинско-Тадебеяхинской синеклизы и смежных зон

нефтегазонакопления построена, базирующаяся на новейших данных, модель генерации и аккумуляции углеводородов такой степени детализации.

Практическая значимость работы заключается в оценке начальных суммарных и прогнозных ресурсов на территории севера Западной Сибири. Это позволяет количественно оценить нефтегазоносный потенциал региона и уменьшает риски планирования геологоразведочных работ.

### **Апробация работы.**

Полученные научные результаты изложены в 19 публикациях, основные результаты в 12 публикациях, в том числе в 4 статьях в журналах («Геология нефти и газа», «Нефтегазовая геология. Теория и практика») из перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки.

Представленные автором в диссертационной работе основные результаты были доложены также на международных и российских научных конференциях: International Youth Oil and Gas Forum, Алма-Ата, Казахстан, 2015; 54-я Международная научная студенческая конференция МНСК-2016, Новосибирск, Россия, 2016; Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, Россия, 2016; V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия, 2017; Трофимуковские чтения 2017 - Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых, Новосибирск, Россия, 2017; Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, Пермь, Россия, 2017; Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием, Новосибирск, Россия, 2018; IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics", Новосибирск, Россия, 2018; Интерэкспо ГЕО-Сибирь: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология», Новосибирск, Россия, 2021; Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век, конференции посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, Новосибирск, Россия, 2021; Успехи органической геохимии, конференции посвященной 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР

Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева, Новосибирск, Россия, 2022.

### **Структура работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав и заключения.

Общий объём работы 256 страниц, включая 108 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 208 наименования.

Работа выполнена в ИНГГ СО РАН в лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности под руководством д.г.-м.н., член-корр. РАН Л.М. Бурштейна. Автор выражает ему глубокую благодарность.

Автор также выражает благодарность за консультации, рекомендации, ценные советы и замечания при подготовке работы академику РАН А.Э. Конторовичу, член-корр. РАН В.А. Конторовичу, д.г.-м.н. А.Н. Фомину, к.г.-м.н. С.В. Ершову, к.г.- м.н. В.А. Казаненкову, к.г.-м.н. Н.С. Ким, к.г.-м.н. П.И. Сафонову, к.г.-м.н. А.П. Родченко и другим сотрудникам ИНГГ СО РАН.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

В первой главе «**Геологическое строение и история изучения Гыданского очага нефтегазообразования**» по материалам ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС и литературным данным охарактеризованы стратиграфия (рис. 1, см. вкл.), тектоническое строение (рис. 2, см. вкл.), геотермический режим мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, палеогеография и условия осадконакопления, геохимия нефтегазопroducingих толщ (НГПТ), нефтегазогеологическое районирование территории исследования. Глава имеет компилятивный характер и содержит описание данных, необходимых для обоснования и построения трехмерной численной модели мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территории исследований.

Во второй главе «**Методика моделирования процессов генерации углеводородов в осадочных бассейнах**» рассмотрены основные этапы становления объёмно-генетического и историко-генетического методов оценки перспектив нефтегазоносности, а также современное состояние метода.

В современной формулировке историко-генетический (или историко-геологический) метод представляет набор взаимосвязанных математических моделей, позволяющих восстановить историю реализации генерационного потенциала НГПТ, миграцию УВ в ловушки, аккумуляцию УВ и их диссиацию из залежей

**Структурно-литологическая модель.** Площадь полигона, охватывающего изучаемую территорию Гыданского очага, составляет 350 тыс. км<sup>2</sup>. Такая площадь при шаге в 1 км по горизонтали представляет собой сетку 500 x 700 ячеек Структурно-стратиграфическое расчленение разреза объекта исследования включает в себя 34 слоя (горизонта). Модель охватывает разрез мезозойской-кайнозойского осадочного чехла изучаемой территории. Сверху модель ограничена структурной поверхностью современного рельефа, снизу – подошвой осадочной части триасовых отложений. Поскольку осадочный чехол представлен переслаиванием преимущественно глинистых и песчанистых слоев, а также их разностями, то литологический состав выделенных горизонтов задавался рядом (в разных пропорциях) смеси аргиллитов и песчаников с известными петрофизическими характеристиками.

**Термическая модель** опирается на структурно-литологическую модель и дополняется простыми моделями подстилающего осадочный чехол основания и моделью распределения радиоактивных источников тепла в чехле. Варьируемым параметром при калибровке термической модели является эффективная плотность теплового потока на нижней границе литосферы. В результате серии вычислительных экспериментов удалось добиться удовлетворительного соответствия модельных и фактических значений отражательной способности витринита как по площади, так и в разрезе. Восстановление тепловой истории отложений позволило оценить степень трансформации рассеянного ОВ, и восстановить исходные концентрации содержания органического углерода в аргиллитах и глинах НГПТ комплексов на начало мезокатагенеза.

**Геохимические характеристики НГПТ.** Геохимия органического вещества в пределах Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей изучалась с 70-х годов прошлого столетия [Геохимия мезозойских..., 1971; Сороков, 1971, 1974; Афанасенков, 1987; Нефтегазоносные бассейны, 1994; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013; Ким, 2013]. В соответствии с результатами геохимических исследований, в качестве НГПТ на территории исследования приняты левинский, китербютский, лайдинский, мышевский, баженовский горизонты и соответствующие им свиты.

Глинистые толщи баженовского горизонта характеризуются средним содержанием  $C_{\text{опр}}$  1.6 %, и начальным значением водородного индекса НІ - 353 мг УВ/г  $C_{\text{опр}}$ . Толщины генерирующей части горизонта достигают 360 м, а в среднем составляют 90 м. В мышевском горизонте средние начальные значения  $C_{\text{опр}}$  составляют – 2.6 %, НІ – 330 мг УВ/г  $C_{\text{опр}}$ . Толщины комплекса достигают 658 м, в среднем составляют 125 м. Начальное среднее содержание  $C_{\text{опр}}$  в глинистых прослоях лайдинского

горизонта – 1.9 %, НІ – 230 мг УВ/г С<sub>орг</sub>. Толщины комплекса варьируются от 58 до 941 м, в среднем составляют 240 м. В китербютском горизонте начальные средние содержания С<sub>орг</sub> – 3.8 %, НІ – 361 мг УВ/г С<sub>орг</sub>. Толщины комплекса достигают 1130 м, в среднем составляют 415 м. Начальное среднее содержание С<sub>орг</sub> в глинистых прослоях левинского горизонта – 1.6 %, НІ – 280 мг УВ/г С<sub>орг</sub>. Толщины комплекса варьируются от 112 до 741 м, в среднем составляют 168 м [Ким, Родченко, 2013].

Кинетические характеристики керогенов из библиотек пакета TemisFlow были модифицированы таким образом, чтобы отвечать соотношениям в продуктах генерации жидких и газообразных УВ, установленным на территории исследования. При этом учитывались геохимические характеристики НГПТ [Ким, Родченко, 2013]. Кинетические распределения для баженовского горизонта были получены в результате специализированных пиролитических экспериментов (рис.3, см вкл.) [Дешин и др., 2022].

В соответствии с результатами геохимических исследований [Ким, Родченко, 2013] было принято, что породы лайдинского и левинского горизонта содержат смешанный кероген III - IV типа, малышевского – смесь II и III типов. А китербютский горизонт содержит ОВ III типа.

В третьей главе «Результаты одномерного и трехмерного моделирования» проанализированы полученные результаты по генерации, миграции и аккумуляции УВ. Поскольку моделирование проводилось от одномерных к трехмерным моделям, то и результаты будут приведены в той же последовательности.

**Одномерное моделирование** выполнялось только для НГПТ малышевского и баженовского горизонтов в разрезах 8 скважин: Штормовая 121, Южно-Тамбейская 70, Утренняя 279, Геофизическая 52, Трехбуторная 445, Пеляткинская 15, Штормовая 122, Тотаяхинская 22. Наибольшая плотность генерации жидких УВ глинистыми толщами малышевского горизонта отмечается в Южно-Носковской скважине и составляет 6.2 млн т/км<sup>2</sup> нефти и 2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа. Максимальная генерация ОВ баженовского горизонта также наблюдается на Южно-Носковской площади и достигает 2.5 млн т/км<sup>2</sup> жидких, 860 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газообразных УВ.

Все НГПТ вошли в главную зону нефтеобразования. В пределах Южно-Носковской, Трехбуторной и Штормовой скважин все НГПТ перешли в глубинную зону газообразования. На Утренней, Пеляткинской, Южно-Тамбейской, Тотаяхинской и Геофизической площадях главная зона нефтеобразования (ГЗН) не закончилась из-за воздымания территории

исследования в кайнозое и, как следствие, снижения интенсивности прогрева.

**Трехмерное моделирование** генерации УВ было проведено для всех НГПТ юрского возраста. Были оценены масштабы и динамика генерации УВ, локализованы очаги генерации с наибольшей интенсивностью процессов нафтогенеза.

Суммарная генерация УВ ОВ левинского горизонта составила 4.4 млрд т - жидких и 33.6 трлн м<sup>3</sup> - газообразных. Очаги генерации выделяются в пределах Внутренней мезовпадины и Южно-Мессояхской мезовпадины.

Оценки суммарных объемов генерации УВ ОВ китербютского горизонта составили: 472 млрд т жидких и 415 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ. Очаги генерации приурочены к отрицательным структурам первого порядка Тадебеяхинскому мегапрогибу, Яптиксалинской мегавпадине, Восточно-Антипаутинской мегавпадине, Енисейской мегавпадине и Северо-Тазовской мегавпадине.

Суммарная генерация жидких УВ ОВ лайдинского горизонта составила 58 млрд т, а газообразных – 71 трлн м<sup>3</sup>. Очаги генерации приурочены к Яптиксалинской мегавпадине, Тадебеяхинской мегавпадине и Восточно-Антипаутинской впадине.

Суммарные масштабы генерации жидких УВ ОВ малышевского горизонта составили 230 млрд т, а газообразных - 112 трлн м<sup>3</sup>. Очаги генерации приурочены к Тадебеяхинскому мегапрогибу, Антипаутинско-Тадебеяхинской мегавпадине и Енисейской мегавпадине (рис. 4, см вкл.).

Суммарная генерация УВ ОВ баженовского горизонта составила 186 млрд т жидких и 18 трлн м<sup>3</sup> газообразных. Очаги генерации смешились на периферийные области территории исследования, на севере - Центрально-Карская мегавпадина, на востоке – Енисейская мегавпадина, а на юге – Северо-Тазовская мегавпадина.

Оценка суммарных масштабов генерации только юрскими НГПТ территории исследования составила 950 млрд. т жидких и 650 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ. Более 50% от общих объемов жидких УВ сгенерировано ОВ китербютского горизонта, около 24% малышевским горизонтом и 20% баженовским горизонтом. Вклад ОВ лайдинского горизонта в генерацию жидких УВ составил всего 6%, а ОВ левинского горизонта сгенерировало меньше 1%.

Наиболее существенный вклад в суммарную генерацию газообразных УВ внесло ОВ китербютского горизонта – 64% от общего количества газообразных УВ. Малышевский горизонт сгенерировал около 17% газообразных УВ. ОВ лайдинского горизонта сгенерировало 11% от общего количества газообразных УВ. Левинский и баженовский горизонт

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.

**Литификация флюидоупоров.** Одно из важнейших условий аккумуляции УВ и сохранности залежей — наличие литифицировавшегося флюидоупора, способного улавливать и удерживать УВ. В текущей работе использовался метод описанный в работе А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2013]. В качестве флюидоупоров были приняты: киммеридж-волжский, валанжинский, нижнеаптский, альбский и туронский. Северная часть литифицировалась с середины апта – 120 млн лет назад (рис. 5, см вкл.), в центральной и юго-восточных частях. На юге и западе территории 110 млн лет назад – в начале альба. Следовательно, такой флюидоупор мог удерживать УВ, сгенерированные в пост-аптское время.

Валанжинский флюидоупор распространен по всей площади исследуемой территории. Глинистые отложения этого горизонта перекрывают берриас-валанжинский резервуар и литифицировались аналогично нижележащему с юго-запада на северо-восток. Валанжинский флюидоупор мог удерживать УВ, генерируемые в постальбское время (рис. 5, см вкл.).

Нижнеаптский флюидоупор распространен не на всей территории исследования, на юго-востоке и северо-востоке он отсутствует. Глинистые отложения литифицировалась в конце апта - начале сеномана, 98 - 100 млн лет назад на всей территории исследования (рис. 5, см вкл.). Нижнеаптский флюидоупор удерживал УВ, которые сгенерированы в сеноманско и пост-сеноманско времена.

Альбский флюидоупор отсутствует на востоке территории исследования. Литифицировались глинистые отложения на большей части территории в конце сеномана – начале турона, 90 млн. лет назад (рис. 5, см вкл.). Флюидоупор мог удерживать УВ, которые генерировались НГПТ в пост-туронское время.

Туронский флюидоупор распространен не на всей территории исследования. Литификация туронского флюидоупора на северо-западе и юго-западе территории происходила в эоцене и палеоцене 41 – 62 млн лет назад (рис. 5, см вкл.). УВ, сгенерированные в кайнозойское время, могли удерживаться туронским флюидоупором, но не на всей территории исследования.

**Аккумуляционная модель.** Чтобы корректно смоделировать процессы миграции и аккумуляции УВ, а также фазовый состав УВ в ловушках, необходимо откалибровать объемы модельных ловушек в

соответствии с объемами фактически выявленных. В качестве эталонных материалов использовались характеристики залежей углеводородов на территории исследований, приведенные в Государственном балансе запасов нефти и газа.

Первым шагом было сопоставление расположения контуров модельных скоплений с контурами эталонных месторождений. Стоит сделать уточнение, контуры фактических месторождений – это суммарные контуры залежей всех пластов на этих месторождениях.

Следующим шагом являлось сопоставление геометрических характеристик фактических и модельных скоплений, для этого использовались площади и объемы ловушек. Для того, чтобы модельные объемы ловушек соответствовали фактическим, корректировались эффективная толщина коллектора в модели в пределах ловушки.

Откалибровав геометрические характеристики ловушек, необходимо рассчитать заполнение модельных скоплений УВ так, чтобы они по объемам и фазовому составу соответствовали фактически выявленным скоплениям. Изменяемым параметром при такой калибровке выступает коэффициент миграции для всего потенциальных НГПТ.

На территории исследований выявленных скоплений углеводородов в юрских комплексах недостаточно для выполнения качественной калибровки. По этой причине оценка масштабов аккумуляции для юрских нетфегазоносных комплексов (НГК) не выполнялась. Далее приводятся результаты такой оценки для НГК мелового возраста: берриас-валанжинского, валанжин-нижеантского, апт-альбского и сеноманского.

По состоянию на 01.01.2019 в берриас-валанжинском НГК выявлено и поставлено на учет в Государственном балансе 6 залежей УВ. Объемы модельных и выявленных ловушек хорошо совпадают ( $R^2 = 0.95$ ). Сравнение объемов аккумулированных УВ также совпадает с модельными ( $R^2 = 0.99$ ), для упрощения оценки на данном этапе УВ приводятся в единицах условных УВ [Дешин, 2020].

В валанжин-нижеантском НГК было выявлено 8 залежей УВ. Сравнение объемов фактических и модельных ловушек дает приемлемое соответствие ( $R^2 = 0.88$ ). Сравнение объемов аккумулированных УВ показывает хорошее совпадение ( $R^2 = 0.99$ ) [Дешин, 2020].

Апт-альбский НГК содержит 14 залежей УВ, стоящих на учете в Государственном балансе. Совпадение объемов модельных и фактических ловушек приемлемое - 0.86. Сравнение объемов аккумулированных УВ совпадает с фактическими очень хорошо, коэффициент детерминации составляет 0.99, что говорит о хорошей калибровке этого резервуара.

Сеноманский НГК включает 11 залежей, состоящих на учете в Государственном балансе. Сравнения объемов ловушек дает хорошее совпадение модельных и фактических значений с коэффициентом детерминации 0.91. Сравнение объемов аккумулированных УВ также совпадает с модельными, что видно на соответствующем графике с коэффициентом детерминации 0.97.

Сопоставив по расположению в пространстве и заполнению модельные и фактически выявленные скопление УВ, можно выделить наиболее перспективные для поискования ловушки. Все выделенные перспективные объекты не изучены или слабо изучены бурением, они выделяются в центральной, северной и северо-восточных частях территории исследования.

Результаты моделирования дают основу для оценки перспектив нефтегазоносности. При их интерпретации следует учитывать несколько обстоятельств. В соответствии с моделью, жидких УВ на территории исследований было первоначально сгенерировано больше чем газообразных, однако из-за процессов вторичного крекинга и отсутствия на начальных этапах литифицированных флюидоупоров существенная часть жидких УВ была потеряна в процессе миграции, либо перешла в газовое фазовое состояние. В рассматриваемых нефтегазовых системах выявлены в основном скопления газообразных УВ, хотя на юге на Мессояхском месторождении преобладают нефтяные залежи. Если в сеноманском и апт-альбском резервуарах газообразные УВ значительно преобладают над жидкими, то в баррем-нижнеаптском и берриас-валанжинском резервуарах количество жидких УВ возрастает.

При оценке начальных суммарных ресурсов в потенциальных залежах учитывались коэффициенты успешности поискового бурения [Скоробогатов, Соин, 2018]. Для сеноманских пластов он составляет 0.8, апт-альбских 0.5, валанжин-нижнеаптских 0.4 и беррас-валанжинских 0.3. Суммарные объемы аккумулированных газообразных УВ составили 17 трлн м<sup>3</sup>, жидких – 4.4 млрд т УВ. Это составляет менее 1% от сгенерированных УВ, что позволяет судить о гигантских потерях в процессе миграции.

Берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.5 млрд т жидких УВ, валанжин-нижнеаптский резервуар – 0.9 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные УВ. Апт-альбский резервуар включает 3.8 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ, сеноманский резервуар содержит 12.1 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 2.3 млрд т жидких УВ.

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых НГК на территории исследований составила 21.8 млрд т УУВ. Такая оценка включает уже открытые залежи, стоящие на Государственном балансе. Без учета выявленных запасов оценка прогнозных ресурсов (рис. 6, см вкл.) составила 18.4 млрд т УУВ.

Количественные оценки перспектив нефтегазоносности северо-восточных районов Западно-Сибирского бассейна выполнялись и другими исследователями [Казаненков и др., 2019; Курчиков и др., 2012; Афанасенков, 2018; Агалаков, 2020]. При их сопоставлении с полученной необходимо учитывать, что объекты оценок практически всегда не совпадают по площади и иногда по разрезу. Но, с учетом несовпадения объектов, приведенная автором в настоящей работе оценка, в целом, сопоставима с ранее выполненными оценками.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С геологической точки зрения исследуемая территория представляет собой классический пример сочетания зон нефтегазообразования и зон аккумуляции углеводородов. Зона нефтегазообразования или очаг — это наиболее погруженная центральная часть территории, с хорошей степенью прогрева и высокими содержаниями органического вещества. Зоны аккумуляции — это периферийные части, в направлении которых происходила миграция и которые способны накапливать и удерживать углеводороды.

В ходе подготовки работы, на основе обширной базы данных и накопленных в ИНГГ СО РАН материалов, автором была сформирована трехмерная численная модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Антипаутинско-Тадебяхинской мегасинеклизы (Гыданского очага) и прилегающих территорий. По результатам лабораторных исследований восстановлены кинетические характеристики керогенов баженовского горизонта. Проведено моделирование процессов генерации углеводородов в основных нефтегазопroducingих толщах с учетом особенностей развития осадочного чехла на территории исследования.

Наибольшие объемы генерации как жидких, так и газообразных углеводородов наблюдаются в пределах территорий с повышенным тепловым потоком, повышенным качеством органического вещества и существенными толщинами нефтегазопroducingих толщ. Оценка суммарных масштабов генерации юрскими нефтегазопroducingими горизонтами территории исследования составила 950 млрд т жидких и 650 трлн м<sup>3</sup> газообразных углеводородов. Более 50% от общих объемов жидких углеводородов образовано органическим веществом китербютского

горизонта, около 24% малышевским горизонтом и 20% баженовским горизонтом. Вклад органического вещества лайдинского горизонта в генерацию жидких углеводородов составил всего 6%, тогда как органическое вещество левинского горизонта сгенерировало менее 1%. Наиболее существенный вклад в суммарную генерацию газообразных углеводородов внесло органическое вещество китербютского горизонта – 64% от общего количества газообразных углеводородов. Малышевский горизонт сгенерировал около 17% газообразных углеводородов. Органическое вещество лайдинского горизонта сгенерировало 11% от общего количества газообразных углеводородов. Левинский и баженовский горизонт внесли несущественный вклад в суммарные объемы сгенерированных газообразных углеводородов: 5 и 3% соответственно.

При оценке генерации не учитывался вторичный крекинг жидких продуктов генерации. С учетом этого фактора газообразных углеводородов должно быть значительно больше.

Помимо оценки времени и масштабов генерации углеводородов были также оценены времена литификации флюидоупоров, что позволило оценить масштабы аккумуляции углеводородов. Для этого в модели были воссозданы процессы формирования ловушек, их геометрия, объемы и характер заполнения.

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов, полученная в результате исследований, составила для берриас-валанжинского резервуара 0.6 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.5 млрд т жидких углеводородов, валанжин-нижеантского резервуара – 0.9 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные углеводороды. Апт-альбский резервуар включает 3.8 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов, сеноманский резервуар содержит 12.1 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 2.3 млрд т жидких углеводородов.

Представленные результаты историко-геологического (бассейнового) моделирования в Арктической зоне Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются решением актуальной теоретической и прикладной задачи. В рамках настоящего исследования впервые учитывались определенные по экспериментальным данным кинетические и генерационные характеристики керогенов, оценивалась динамика литификации флюидоупоров, динамика и масштабы аккумуляции углеводородов в меловых нефтегазоносных комплексах. Слабая степень изученности не позволяет с приемлемой точностью оценить масштабы аккумуляции углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах. Для решения этой задачи **необходимо**

**проведение дальнейших исследований** с целью получения дополнительных геологических, геохимических и геофизических материалов, освещдающих юрскую и доюрскую части разреза.

Полученные результаты могут быть использованы при прогнозе перспектив нефтегазоносности, поисках месторождений на этой и смежных территориях со сходным геологическим строением.

## **СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **В изданиях, рекомендованных ВАК**

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

2. **Дешин, А.А.** Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири / А.А. Дешин, Л.М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – том 13 – № 3 – с.1-17.

3. Сафонов П.И. История генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы / П.И. Сафонов, А.А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020– том 15 – № 2 – с.1-24.

4. **Дешин, А.А.** Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А.А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020– том 15 – № 2 – с.1-21.

### **В других изданиях**

1. **Дешин, А.А.** Моделирование истории нефтегазообразования на территории Гыданского полуострова / А.А. Дешин // Материалы 54-й международной научной студенческой конференции МНСК-2016 (г. Новосибирск, 16-20 апреля 2016 г.): Геология – Новосибирский гос. ун-т – Новосибирск, 2016 – с.96-96.

2. **Дешин, А.А.** Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексах северо-востока Западной Сибири [Электронный ресурс] / А.А. Дешин // Трофимуковские чтения - 2017: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых – Новосибирск, 2017. – с.72-75.

3. **Дешин, А.А.** Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях осадочного чехла северо-востока Западной Сибири / А.А. Дешин // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сборник научных статей – Пермь, 2017 – с.92-99.

4. **Дешин, А.А.** Оценка объемов генерации углеводородов в основных нефтегазопроизводящих толщах севера Западной Сибири с использованием методов бассейнового моделирования [Электронный ресурс] / А.А. Дешин // Взаимодействие учреждений Роснедра, Минобрнауки России и РАН при региональном геологическом изучении территории Российской Федерации и ее континентального шельфа: Материалы V Международной конференции молодых ученых и специалистов памяти акад. А.П. Карпинского (г. Санкт-Петербург, 28 февраля - 3 марта 2017 г.) – Изд-во ВСЕГЕИ – СПб. 2017. – с.345-347.

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

6. **Дешин, А.А.** Влияние кинетических параметров керогенов на динамику и масштабы генерации углеводородов на примере верхнеюрских нефтегазопроизводящих толщ Северо-Востока Западной Сибири / А.А. Дешин, С.А. Язикова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVII международной научной конференции (г. Новосибирск, 19-21 мая 2021 г.) – ИНГГ СО РАН – Новосибирск, 2021. – том Т. 2 – № 1 – с.52-61.

7. **Дешин, А.А.** Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов северо-восточных районов Западной Сибири на основании историко-геологического метода / А.А. Дешин // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука (г. Новосибирск, 14-15 сентября 2021 г.) – ИПЦ НГУ – Новосибирск 2021. – с.151-154.

8. **Дешин, А.А.** Керогены верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирского бассейна. Типы и кинетика преобразования / А.А. Дешин, А.П. Родченко, Н.С. Ким, А.Н. Козырев, С.А. Язикова,

Л.М. Бурштейн //Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посв. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева (г. Новосибирск, 5-6 апреля 2022 г.) – ИПЦ НГУ – Новосибирск, 2022.– с.75-78.

---

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 05.07.2022

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 152. Зак. № 213

---

ИНГГ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

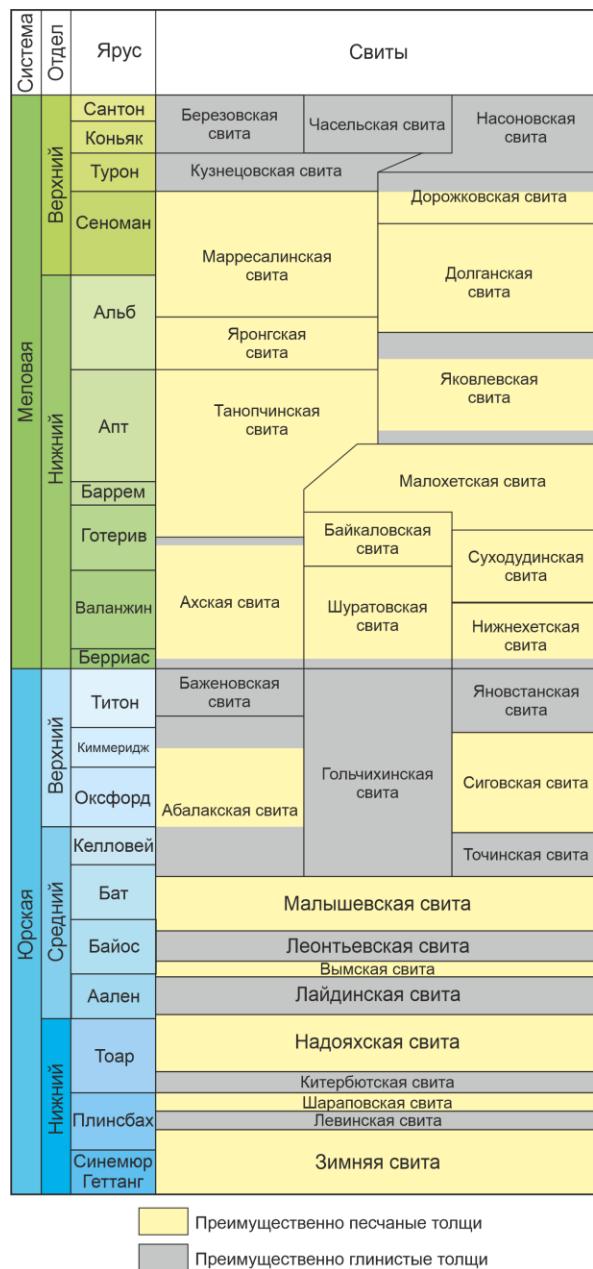


Рисунок 1 - Сводная стратиграфическая колонка



Рисунок 2 - Фрагмент тектонической схемы юрского структурного яруса [Конторович и др., 2001]

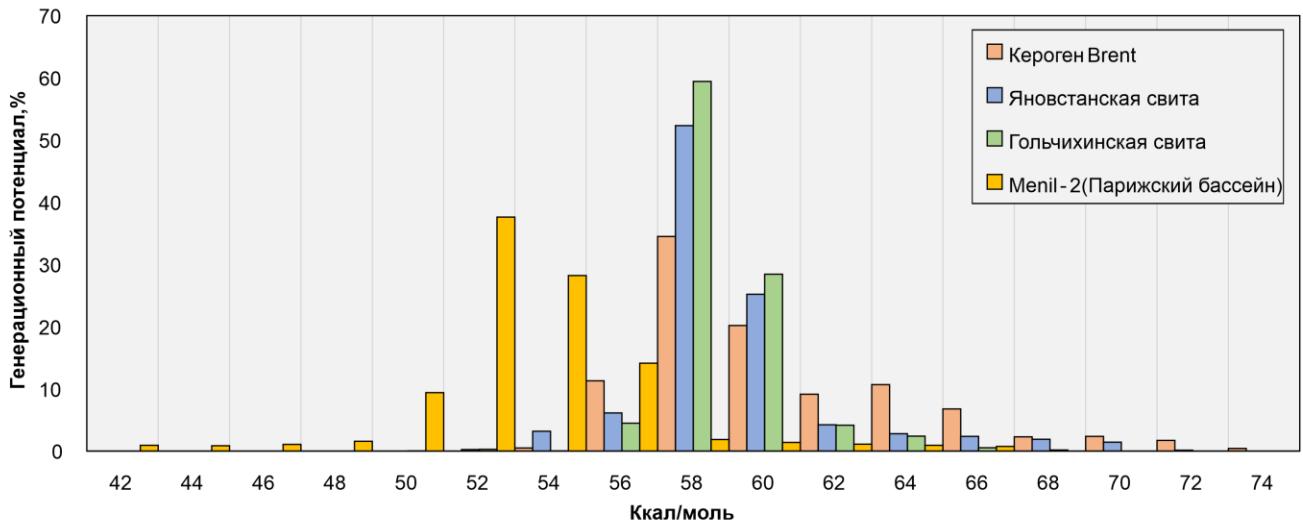


Рисунок 3 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль для гольчихинской, яновстанской свит и керогена Brent, Menil-2

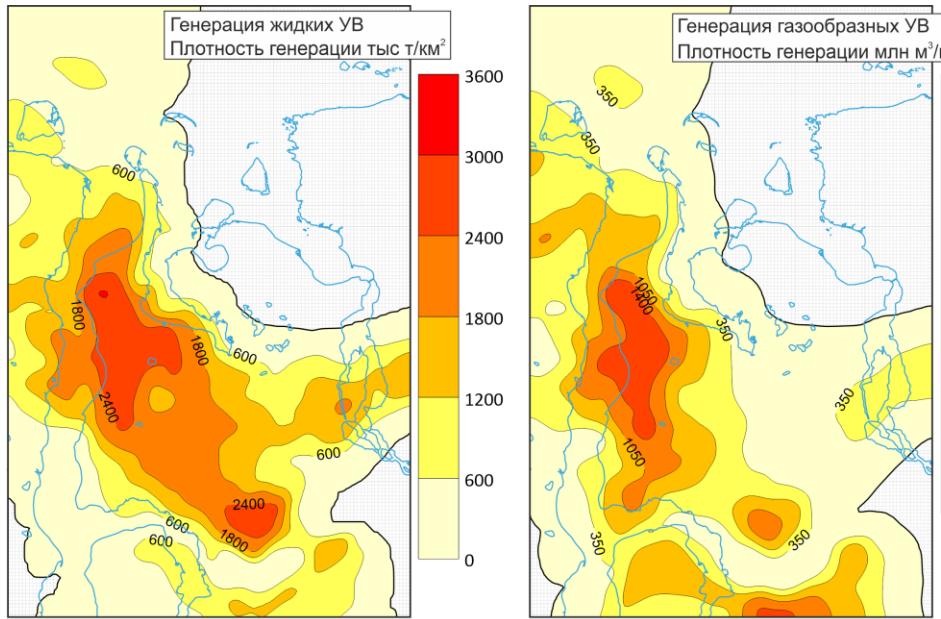


Рисунок 4 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом мальшевского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад

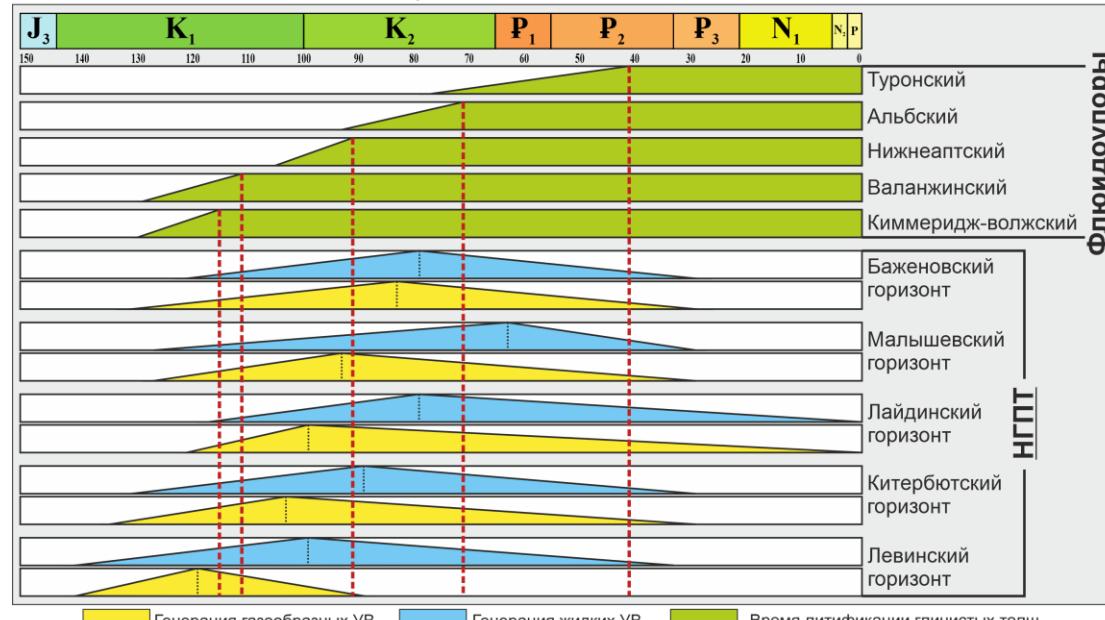


Рисунок 5 - Принципиальная схема времен генерации УВ и литификации флюидоупоров

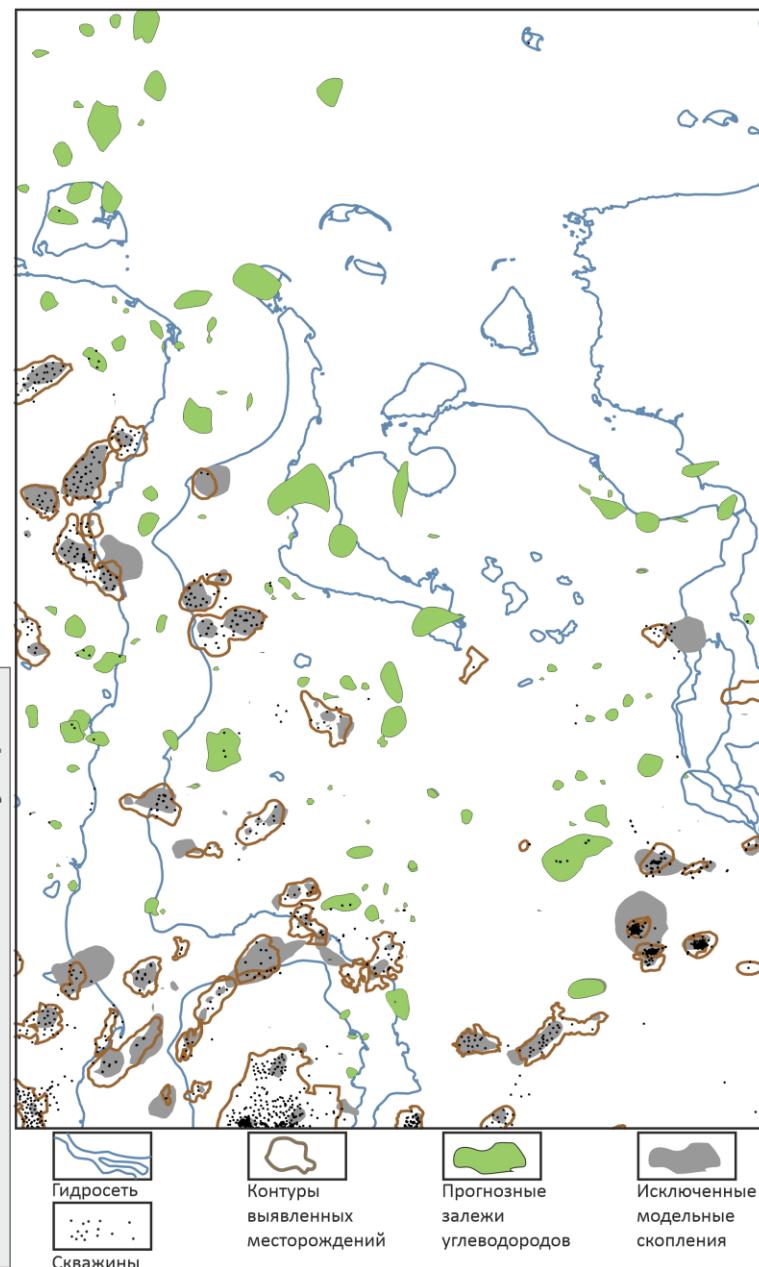


Рисунок 6 - Схема расположения перспективных скоплений жидких и газообразных углеводородов