

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН
НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ



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



ИНГГ
СО РАН

N* Новосибирский
государственный
университет
***НАСТОЯЩАЯ НАУКА**

14-15 сентября 2021 г., Новосибирск, Россия

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН

НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ

ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А. А. ТРОФИМУКА
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

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.

Новосибирск
2021

УДК 55:550.8+338.012(063)

ББК И36я431

Н766

Программный комитет конференции

Сопредседатели:

акад. РАН *А. Э. Конторович*, чл.-корр. РАН *В. А. Каширцев*

Члены программного комитета:

акад. РАН *В. А. Верниковский*, чл.-корр. РАН *В. Н. Глинских*, д-р техн. наук *И. Н. Ельцов*,
чл.-корр. РАН *В. А. Конторович*, канд. геол.-минерал. наук *П. Н. Мельников*,
канд. геол.-минерал. наук *Т. М. Парфенова*, д-р геол.-минерал. наук *А. В. Ступакова*,
акад. РАН *М. П. Федорук*, чл.-корр. РАН *Б. Н. Шурыгин*, акад. РАН *М. И. Эпов*

Организационный комитет:

Председатель: д-р техн. наук *И. Н. Ельцов*

Зам. председателя: канд. геол.-минерал. наук *Т. М. Парфенова*

Секретарь: канд. геол.-минерал. наук *М. А. Фомин*

Члены организационного комитета:

д-р геол.-минерал. наук *Л. М. Буриштейн*, д-р геол.-минерал. наук *Д. В. Гражданкин*,
канд. геол.-минерал. наук *В. Д. Ермиков*, чл.-корр. РАН *И. Ю. Кулаков*, д-р геол.-минерал. наук *О. Е. Лепокурова*,
д-р геол.-минерал. наук *Д. В. Метелкин*, д-р геол.-минерал. наук *Б. Л. Никитенко*,
канд. геол.-минерал. наук *М. В. Соловьев*, д-р экон. наук *И. В. Филимонова*

Н766 Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посв. 150-летию акад. АН СССР И. М. Губкина и 110-летию акад. АН СССР и РАН А. А. Трофимука / Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2021. — 276 с.

ISBN 978-5-4437-1248-2

Сборник содержит материалы докладов, представленных на Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век», посвященной 150-летию академика АН СССР И. М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А. А. Трофимука (Новосибирск, Россия, 14–15 сентября 2021 г.).

Открывает сборник письмо-приветствие президента РАН академика А. М. Сергеева и статья академика А. Э. Конторовича, в которой детально рассмотрен вклад в развитие нефтегазового комплекса Советского Союза и России двух выдающихся геологов-нефтяников XX века, академиков И. М. Губкина и А. А. Трофимука.

В докладах отражены современные теоретические и практические проблемы геологии нефти и газа. Внимание уделено вопросам общей и региональной геологии нефтегазоносных осадочных бассейнов, решению актуальных задач тектоники, седиментологии, литологии, палеогеографии, геохимии, стратиграфии и палеонтологии.

В публикациях обсуждаются новые результаты исследований в области органической геохимии и литологии черносланцевых комплексов, геохимии нефтей, гидрогеологии и гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов, углеводородного потенциала недр России и Беларуси. Серия работ посвящена моделированию нефтегазообразования в осадочных отложениях Сибири, методам компьютерного моделирования геологических процессов, оценке ресурсов и выявлению закономерностей размещения месторождений углеводородов.

В сборник включены доклады, направленные на обсуждение проблем экономики и экологии нефтегазовой отрасли. В ряде докладов представлены результаты изучения фильтрационных свойств обогатенных и обедненных органическим веществом пород, геофизических исследований скважин, новые геофизические методы поисков углеводородов.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов-геологов широкого профиля, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специализирующихся в области наук о Земле.

УДК 55:550.8+338.012(063)

ББК И36я431

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, 2021

© Новосибирский государственный
университет, 2021

ISBN 978-5-4437-1248-2

**ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
НА ОСНОВАНИИ ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА ***

А. А. Дешин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, Новосибирск

Аннотация. Приведены результаты оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов северо-востока Западной Сибири на основании историко-геологического метода.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, количественная оценка, генерация углеводородов, Гыданская НГО.

**ESTIMATION OF THE INITIAL TOTAL HYDROCARBON RESOURCES IN THE
NORTHEASTERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA BASED
ON THE HISTORICAL-GEOLOGICAL METHOD**

A. A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The initial total hydrocarbon resources assessment results based on historical-geological method in the northeast part of Western Siberia are represented.

Key words: basin modeling, quantitative assessment, hydrocarbons generation, Gydan petroleum region.

Метод историко-геологического или бассейнового моделирования, как элемент прогноза перспектив нефтегазоносности и количественной оценки ресурсов углеводородов (УВ), является важной компонентой планирования современных геологоразведочных работ. В работе представлены результаты использования одного из методических подходов, основанных на бассейновом моделировании, к оценке начальных суммарных ресурсов УВ. Настоящее исследование продолжает серию работ [1, 2, 3, 4, 5], в которых представлены предыдущие этапы и результаты.

Территория исследования включает Гыданскую нефтегазоносную область (НГО), восточную часть Ямальской (рисунок 1) [6], северную часть Надым-Пурской НГО и западную часть Енисей-Хатангского прогиба. В тектоническом плане изучаемый район находится в пределах Южно-Карской мегавпадины и Антипаютинско-Тадобеяхинской мегасинеклизы, разделяет эти структуры Южно-Карская мегаседловина. Разрез осадочного чехла на этой террито-

© А. А. Дешин, 2021

* Работа выполнена в рамках базового проекта Минобрнауки № 0331-2019-0027, «Разработка методов количественной оценки нетрадиционных ресурсов нефти и газа (баженовская свита, мелкие и мельчайшие месторождения и пр.) и имитационной модели долгосрочного функционирования нефтегазового комплекса Российской Федерации. Оценка традиционных и нетрадиционных ресурсов осадочных бассейнов Сибири».

рии включает триасовые, юрские, меловые и заканчивается четвертичными отложениями. Его толщина в наиболее погруженных частях составляет 7–8 км [7, 8, 9]. Основные нефтегазопроизводящие комплексы представлены баженовским, малышевским, лайдинским, китербютским и левинским горизонтами.

По результатам предыдущих исследований [5] суммарные масштабы генерации всеми нефтегазопроизводящими комплексами в рассматриваемой зоне составили 950 млрд т жидких и 649 трлн м³ газообразных УВ.

При аккумуляции УВ учитывались только структурные ловушки. Они выделялись на основании структурных построений лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ СО РАН.

Для оценки начальных суммарных ресурсов УВ реконструировался процесс заполнения ловушек с учетом фазового состава УВ. Оценивался объем порового пространства фактических и модельных ловушек в основных резервуарах территории исследования: сеноманском



Рис. 1. Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования территории исследования [6]

(рис. 2), апт-альбском, валанжин-аптском и берриас-валанжинском. Объемы углеводородов в модельных залежах близки к фактическому их количеству в реальных залежах (см. рис. 2). Регулируемыми параметрами при восстановлении фазового состава были коэффициент аккумуляции УВ и коэффициент потерь УВ на путях миграции. Фазовый состав залежей восстанавливался таким образом, чтобы соотношение жидких и газообразных УВ соответствовала таковому в балансовых запасах на уже открытых месторождениях. Отметим, что аккумуляция УВ в юрском комплексе не оценивалась в связи со слабой разбуренностью и невозможностью калибровки по величине запасов залежей. Поэтому юрский комплекс рассматривался только, как источник углеводородов. В соответствии с результатами моделирования [5], жидких УВ было сгенерировано больше, однако из-за процессов вторичного крекинга и отсутствия литифицированных флюидоупоров, большая часть жидких УВ либо была потеряна в процессе миграции, либо перешла в газообразное состояние. Если в сеноманском и апт-альбском резервуарах газообразные УВ значительно преобладают над жидкими, то в валанжин-аптском и берриас-валанжинском резервуарах возрастает количество жидких УВ. Дифференциация флюидов в ловушках наблюдается не только в разрезе осадочного чехла, но и по площади территории исследования. На севере и северо-западе сосредоточены преимущественно газовые месторождения, в свою очередь на юге преобладают нефтяные залежи «мессояхской» группы месторождений, а на востоке территории открыты нефтяные залежи на Пайяхской площади.

При оценке начальных суммарных ресурсов в потенциальных залежах учитывались коэффициенты успешности поискового бурения [10], который для сеноманских пластов составляет 0.8, апт-альбских 0.5, валанжин-аптских 0.4 и беррас-валанжинских 0.3. Суммарные

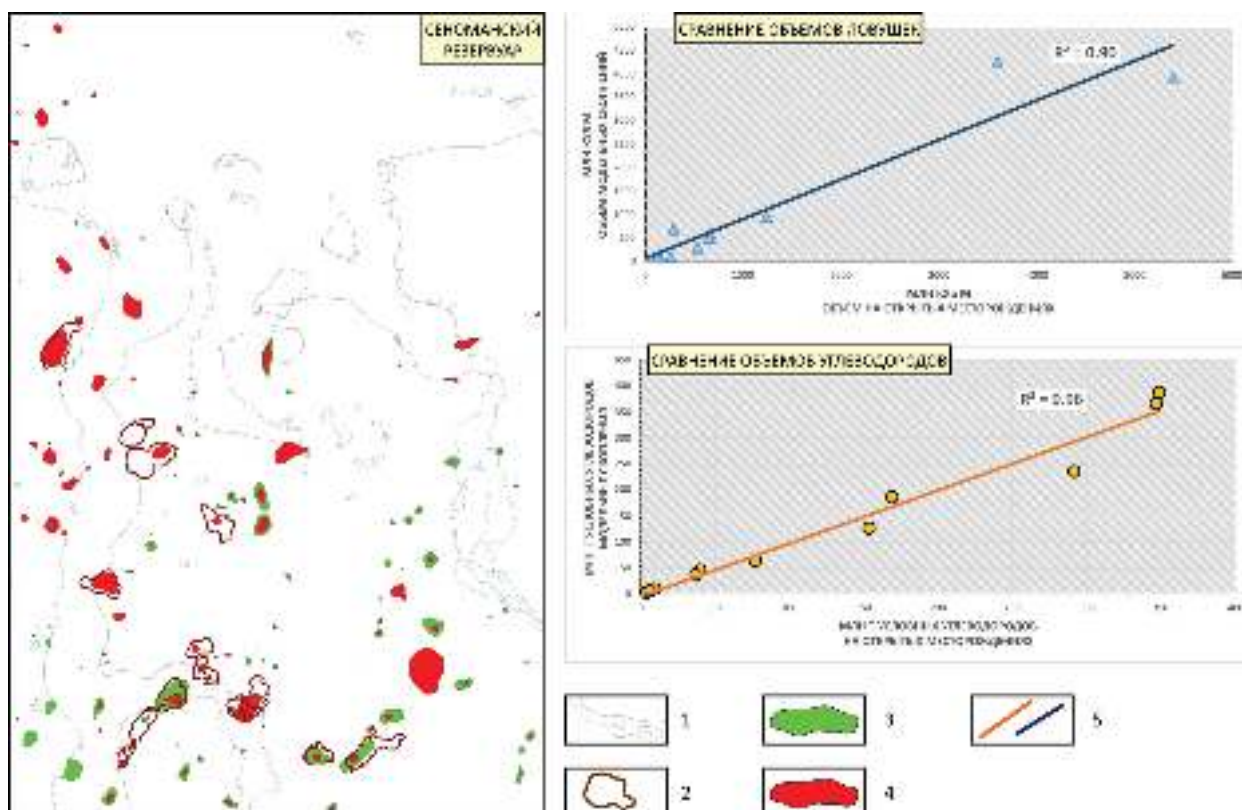


Рис. 2. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в сеноманском резервуаре: 1 — гидросеть, 2 — контуры месторождений, 3 — контуры модельных залежей жидких углеводородов, 4 — контуры модельных залежей газообразных углеводородов; 5 — регрессионные кривые

объемы аккумулировавшихся газообразных УВ составили 17 трлн. м³, жидких — 4.4 млрд. т углеводородов. Это составляет менее 1 % от сгенерированных УВ, что позволяет судить о гигантских потерях в процессе миграции.

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов, полученная в результате исследований, немного превышает современные оценки ресурсов, приведенные в работах ряда исследователей [11]. Так, берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м³ газообразных и 0.5 млрд т жидких УВ, валанжин-аптский резервуар — 0.9 трлн м³ 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 м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ, сенманский резервуар содержит 12.1 трлн м³ газообразных и 2.3 млрд т жидких УВ.

Оценка начальных суммарных ресурсов УУВ составила 21.8 млрд т.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1179–1226.
2. 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.
3. 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.
4. 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. С. 1–17.
5. Дешин А. А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 2. С. 1–21.
6. Конторович А. Э., Сурков В. С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
7. Бочкарев В. С. Палеозой и триас Западной // Геология и геофизика. 2003. т. 44. № 1-2. С. 120–143.
8. 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.
9. 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.
10. Скоробогатов В. А., Соин Д. А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2018. С. 166.
11. 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.