

№ 1(15) Март 2024

ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ



ЕСОЭН
евразийский союз экспертов
по недропользованию

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ УВС**

СТР. 16

**ФБУ ГКЗ:
ДИНАМИКА ДВИЖЕНИЯ ЗАПАСОВ**

СТР. 139

**ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**

ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ



УЧРЕДИТЕЛЬ

Евразийский союз экспертов по недропользованию

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

И.В. Шпуров, генеральный директор ФБУ «ГКЗ»,
д-р техн. наук

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

Н.Н. Андреева, профессор РГУНГ им. И.М. Губкина,
д-р техн. наук

И.С. Гутман, канд. геол.-мин. наук,
профессор РГУНГ им. И.М. Губкина

А.Н. Дмитриевский, академик РАН, д-р геол.-мин. наук

О.В. Жданев, руководитель Центра компетенций
технологического развития ТЭК, заместитель генерального
директора "Российского энергетического общества"
Минэнерго России, канд. физ.-мат. наук

И.С. Закиров, заместитель директора департамента научно-
технического развития и инноваций ОАО «НК «Роснефть»,
доктор технических наук, заместитель главного редактора

О.С. Каспаров, заместитель руководителя Федерального
агентства по недропользованию

С.Г. Кашуба, председатель НП «Союз
золотопромышленников»

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

Дэвид МакДональд, Председатель Экспертной группы по
ресурсным классификациям (EGRC) при ЕЭК ООН

П.Н. Мельников, генеральный директор ФГБУ "ВНИГНИ",
канд. геол.-мин. наук

С.М. Миронов, депутат ГД, руководитель фракции партии
«Справедливая Россия – За правду» в ГД

Р.Х. Муслимов, консультант президента Республики Татарстан
по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых
месторождений, д-р геол.-мин. наук, профессор КФУ,
академик АН РТ

Д.Л. Никишин, заместитель директора ФБУ
«Росгеоэкспертиза», канд. юрид. наук, заместитель главного
редактора

А.В. Пак, заместитель генерального директора ООО
«Интернедра Менеджмент» (управляющая компания ЗАО
«ОГК Групп» и дочерних обществ)

А.Д. Писарницкий, заместитель генерального директора
ВНИГНИ, председатель правления ЕСОЭН, канд. техн. наук,
заместитель главного редактора

К.Н. Трубецкой, главный научный сотрудник ИПКОН РАН,
академик РАН, д-р техн. наук

П.П. Повжик, заместитель генерального директора ПО
«Беларуснефть», канд. техн. наук

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

В.М. Аленичев, главный научный сотрудник Института горного
дела УрО РАН, профессор, д-р техн. наук

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр-ЭСТАgeo

Geology and subsoil use

Межотраслевой
научно-технический журнал
№ 1 МАРТ 2024

Издается с апреля 2021 года

12+

В.Г. Браткова, генеральный директор АНО «Международный
центр передового опыта»

В.И. Воропаев, главный геолог ФБУ «ГКЗ»

Р.Г. Джамалов, зав. лабораторией Института водных проблем
РАН, д-р геол.-мин. наук, академик РАЕН

В.М. Зуев, заместитель начальника аналитического
управления УК Алроса ЗАО

В.А. Карпов, канд. геол.-мин. наук, ведущий редактор журнала
«Геология и недропользование»

А.Б. Лазарев, начальник управления запасов ТПИ – главный
геолог ФБУ «ГКЗ»

Т.П. Линде, ученый секретарь ФБУ «ГКЗ», канд. экон. наук

Е.С. Ловчева, начальник отдела подземных вод ФБУ «ГКЗ»

Н.С. Пономарев, руководитель Тимано-Печерской
нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС, заместитель
руководителя Центральной нефтегазовой секции ЦКР
Роснедра по УВС

И.Ю. Рассказов, директор ИГД ДВО РАН, д-р техн. наук

М.И. Саакян, вице-президент, заместитель директора
«ДеГольер энд МакНотон», канд. геол.-мин. наук

Н.А. Сергеева, начальник управления по недропользованию
ОАО Сургутнефтегаз, канд. экон. наук

Н.И. Толстых, вице-президент НОУ «Школа ПравоТЭК»

О.В. Трофимова, заместитель начальника Управления делами
ФБУ «ГКЗ» по науке и международному сотрудничеству

С.В. Шаклеин, ведущий научный сотрудник Федерального
исследовательского центра угля и углехимии СО РАН,
д-р техн. наук

А.Н. Шандрыгин, главный научный сотрудник
ООО "ГазпромВНИИгаз", д-р техн. наук

В.В. Шкиль, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ»

А Д Р Е С Р Е Д А К Ц И И:

119180, Москва, Большая Полянка, 55, стр. 1, пом. 1
Тел: +7 (985) 788 35 92
+7 (495) 959 37 27

www.eues.ru
shabanovbook@yandex.ru
reception_eues@eues.ru

Подписано в печать 10.04.2024.

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 300 экз.

Перепечатка материалов журнала «Геология
и недропользование» невозможна без письменного разреше-
ния редакции.

При цитировании ссылка на журнал «Геология
и недропользование» обязательна.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Тема номера

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВС

№ 1

Март 2024

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- 4 С.Н. Меньшиков, С.С. Чужмарев, М.Ф. Нуриев, А.Ю. Петухов, В.В. Ананьев, А.В. Овечкин, В.Н. Хоштария, В.И. Гуляев
Геологоразведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе как основа развития газодобывающего комплекса России

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

- 16 В.Г. Браткова, А.Н. Шандрыгин, К.С. Харченко, Л.Ю. Горюнов, О.С. Саликова, И.Н. Базаревская
Отличия российской классификации запасов УВС от классификации PRMS. Мифы и реальность
- 22 И.И. Гарифуллин, А.В. Кузьмичева, Н.В. Дорофеев, Е.И. Кашинцев, Т.В. Иваненко
Совершенствование нормативно-правовой базы как драйвер развития нефтегазовой отрасли
- 30 А.В. Погодаев
Гидрогеологические условия нефтегазоносности Вилуйской синеклизы и центральных областей Предверхоянского прогиба
- 38 Д.А. Староселец, О.Ю. Усманова
ПО «КонВертер». Автоматизация формирования таблиц запасов углеводородов
- 42 Д.Э. Хагай
Разработка инструмента для оперативной диагностики уточнения строения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в режиме реального времени
- 54 С.Ю. Ромащенко, В.М. Пищухин, И.В. Чурикова, В.Ю. Трухин, Е.Е. Поляков, Е.А. Лукьянова
Повышение достоверности прогноза проницаемости коллекторов венда Восточной Сибири по данным ГИС и керна
- 63 А.М. Кирсанов, С.Н. Лаврова
Определение подсчётных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов в условиях

ограниченного комплекса ГИС на примере месторождения Восточной Сибири

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

- 74 Г.Ю. Кобзарев
Дискуссия органиков и неоргаников: есть ли точки соприкосновения?
- 78 А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.В. Тригуб, А.С. Смирнов
Актуальные проблемы геологоразведочных работ на нефть и газ в свете смены парадигмы нефтидогенеза и практики работ
- 106 Т.А. Киреева
Геологическое строение и история месторождения Белый Тигр (Вьетнам), как пример «нетрадиционного» открытия

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ВЕРСИЯ

- 115 В.В. Трушкин
Галактические причины периодичности геологических и биологических катастроф в истории Земли

НОВОСТИ

- 139 О.Н. Федосеев
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов
- 140 Т.П. Линде
Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых
- 144 Л.Г. Колова
Хроника работы Евразийского союза экспертов по недропользованию
- 150 Новости



стр. 38



стр. 4



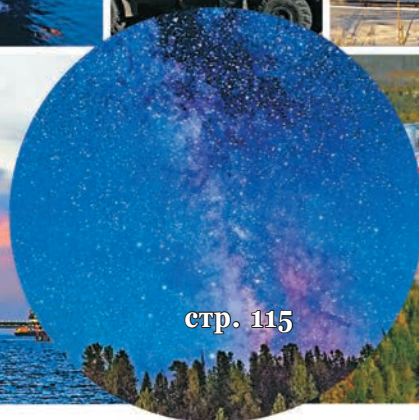
стр. 54



стр. 78



стр. 106



стр. 115



стр. 22

GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

- 4 *S.N. Menshikov, S.S. Chuzhmarev, M.F. Nuriev, A.Yu. Petukhov, V.V. Ananyev, A.V. Ovechkin, V.N. Khoshtaria, V.I. Gulyaev*
Geological Exploration Work of PJSC Gazprom on the Arctic Shelf as the Basis for the Development of the Russian Gas Production Complex

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

- 16 *V.G. Bratkova, A.N. Shandrygin, K.S. Kharchenko, L.Yu. Goryunov, O.S. Salikova, I.N. Bazarevskaya*
Differences between the Russian Classification of Hydrocarbon Reserves and the PRMS Classification. Myths and Reality
- 22 *I.I. Garifullin, A.V. Kuzmicheva, N.V. Dorofeev, E.I. Kashintsev, T.V. Ivanenko*
Improving the Regulatory Framework as a Driver for the Development of the Oil and Gas Industry
- 30 *A.V. Pogodaev*
Hydrogeological Conditions of Oil and Gas Potential of the Vilyui Syncline and the Central Regions of the Pre-Verkhoyansk Trough
- 38 *D.A. Staroselets, O.Yu. Usmanova*
“ConVerter” Software. Automation of the Generation of Hydrocarbon Reserve Tables
- 42 *D.E. Hagai*
Development of a Tool for Rapid Diagnostics to Clarify the Structure of Fields with Hard-to-recover Reserves in Real Time
- 54 *S.Yu. Romashchenko, V.M. Pishchukhin, I.V. Churikova, V.Yu. Trukhin, E.E. Polyakov, E.A. Lukyanova*
Increasing the Reliability of Forecasting the Permeability of Vendian Reservoirs in Eastern Siberia Based on Geophysical Well Logging Data and Core
- 63 *A.M. Kirsanov, S.N. Lavrova*
Determination of Calculation Parameters of Complex Cavernous-fractured Reservoirs in the Conditions of a Limited GIS Complex Using the Example of a Field in Eastern Siberia

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

- 74 *G.Yu. Kobzarev*
Discussion Between Organics and Inorganics: is there Any Common Ground?
- 78 *A.A. Nezhdanov, V.V. Ogibenin, A.V. Trigub, A.S. Smirnov*
Current Problems of Geological Exploration for Oil and Gas in the Light of a Change in the Paradigm of Naphthiogenesis and Work Practice
- 106 *T.A. Kireyeva*
Geological Structure and History of the White Tiger Deposit (Vietnam), as an Example of an “Unconventional” Discovery

GEOSCIENCES: VERSION

- 115 *V.V. Trushkin*
Galactic Reasons for the Periodicity of Geological and Biological Catastrophes in the History of the Earth

NEWS

- 139 *O.N. Fedoseev*
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves
- 140 *T.P. Linde*
The results of the examination of the reserves of mineral deposits
- 144 *L.G. Kolova*
Chronicle of the work of the Eurasian Union of Subsoil Use Experts
- 150 News

XIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ СКВАЖИН

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Гостиница «Золотое Кольцо»
Управления делами Президента Российской Федерации

16–17 апреля 2024 г., Москва

КРУГЛЫЙ СТОЛ СОВМЕСТНО С ГКЗ И ЕСОЭН

О ходе апробации РД по комплексным исследованиям (введен в действие с 01.10.2023 вместо РД 153-39.0-109-01).

PETROLEUM.RU



Методические указания
и эталонные образцы
по комплексным исследованиям
нефтяных и нефтегазовых
месторождений

**РУКОВОДЯЩИЕ
ДОКУМЕНТЫ**



С.Н. Меншиков
канд. экон. наук
ПАО «Газпром»¹
начальник департамента
gazprom@gazprom.ru



С.С. Чужмарев
ПАО «Газпром»
заместитель начальник
департамента
gazprom@gazprom.ru



М.Ф. Нуриев
ПАО «Газпром»
заместитель начальника
управления
gazprom@gazprom.ru



А.Ю. Петухов
ПАО «Газпром»
главный технолог
департамента
gazprom@gazprom.ru



В.В. Ананьев
канд. геол.-мин. наук
ПАО «Газпром»
главный технолог департамента
gazprom@gazprom.ru



А.В. Овечкин
ООО «Газпром недра»²
генеральный директор
office@nedra.gazprom.ru



В.Н. Хоштария
канд. геол.-мин. наук
ООО «Газпром недра»
начальник управления
организации
геологоразведочных работ на
шельфе
v.khoshtariya@nedra.gazprom.ru



В.И. Гуляев
ООО «Газпром недра»
управления организации
геологоразведочных работ
на шельфе
ведущий геолог
геологического отдела по
проектам на шельфе
v.gulyaev@nedra.gazprom.ru

Геологоразведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе как основа развития газодобывающего комплекса России

¹Россия, 197229, Санкт-Петербург, пр-т Лахтинский, 2, корп. 3, стр. 1

²Россия, 117418, Москва, ул. Новочерёмушкинская, 65.

Освоение арктического шельфа Российской Федерации является одной из первостепенных государственных задач. В период 2013–2023 гг. на лицензионных участках ПАО «Газпром» на шельфе Карского и Баренцева морей выполнено порядка 40 тыс. км² сейсморазведочных работ 3D. С 2017 г. пробурено 12 поисково-оценочных и разведочных скважин, открыто одно уникальное газоконденсатное и два крупных газовых месторождения, разведано уникальное по запасам Ленинградское газоконденсатное месторождение. Авторы рассматривают стратегию, ход и результаты проведения геологоразведочных работ ПАО «Газпром» на шельфе полуострова Ямал в акватории Карского и Баренцева морей. Приведены выполненные объёмы работ, показаны приросты запасов газа по годам и подход к проведению геологоразведочных работ и освоению шельфовых месторождений в арктических условиях

Ключевые слова: шельф; лицензионный участок; сейсморазведочные работы; бурение; скважина; месторождение; залежь газа

В начале 1980-х гг. в Мурманске по решению Правительства СССР были созданы геологоразведочные предприятия, отвечающие за организацию морского геологоразведочного бурения, сейсмических исследований и инженерных изысканий: «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР), «Севморнефтегеофизика» (СМНГ), «Арктические морские инженерно-геологические экспедиции» (АМИГЭ), «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ). Активную деятельность этих компаний в период с 1982 по 1993 гг. можно считать началом (I этапом) геологоразведочных работ в акваториях Арктики. В результате выполненных геологоразведочных работ в акватории Баренцева моря открыты Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Приразломное и другие месторождения, а в Карском море открыты Ленинградское и Русановское месторождения.

Следующий, II этап масштабных геологоразведочных работ пришелся на 2000–2011 гг., в этот период полномасштабные работы были сконцентрированы в Обской и Тазовской губах Карского моря. Работы проводились силами дочерней компании ПАО «Газпром» ООО «Газфлот». В результате открыты Каменномыское-море, Северо-Каменномыское-море, Сема-

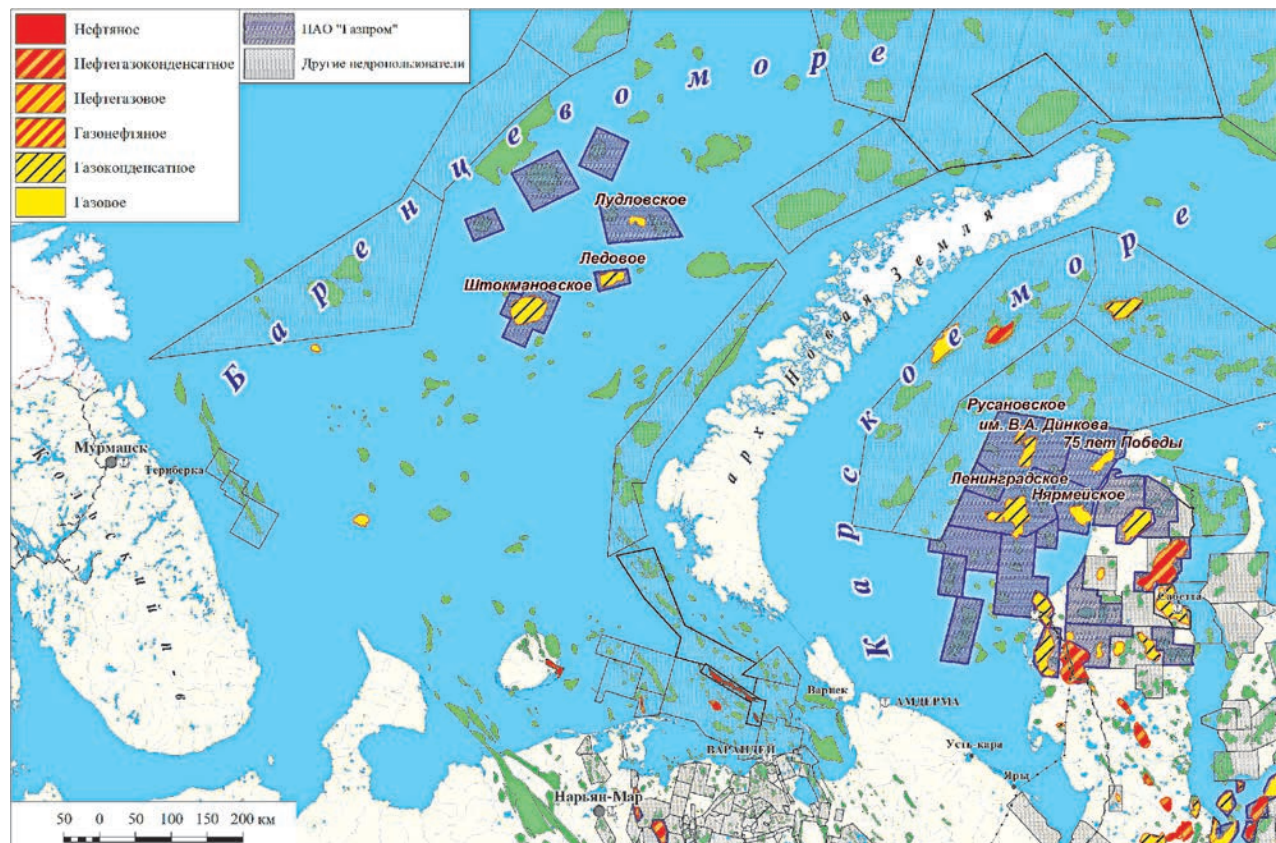
ковское, Чугорьяхинское и другие уникальные и крупные газовые и газоконденсатные месторождения.

Богатство недр арктического континентального шельфа Российской Федерации представляет собой уникальный резерв для развития государственной экономики как минимум до конца текущего столетия. По мере выработки запасов традиционных центров газодобычи, расположенных на суше Западной Сибири, перед государством возникла задача поисков, разведки и освоения новых газовых месторождений. Поэтому в 2013 г., согласно решению Правительства Российской Федерации, ПАО «Газпром» получило 11 лицензий на право пользования участками недр федерального значения с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах шельфа Карского моря и 5 лицензий – в пределах Баренцева моря (рис. 1).

Единая политика Группы Газпром по освоению континентального шельфа Российской Федерации, утвержденная приказом ПАО «Газпром» от 17.06.2015, определяет основные стратегические приоритеты в области освоения месторождений нефти и газа на континентальном шельфе Российской Федерации, включающие:

Рис. 1.

Лицензионные участки ПАО «Газпром» на шельфе Баренцева и Карского морей



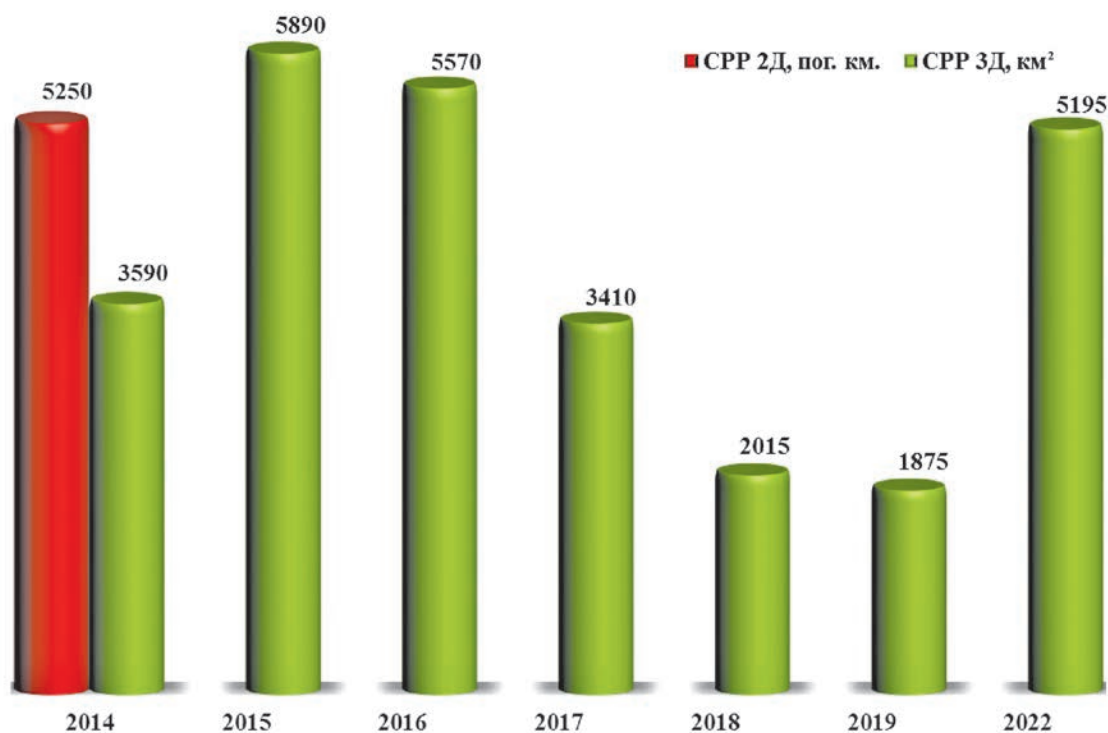


Рис. 2.
Объёмы выполнения ПАО «Газпром» сейсморазведочных работ в акватории Карского моря

– укрепление лидерских позиций Группы Газпром в области освоения шельфовых месторождений; обеспечение промышленной и экологической безопасности проведения работ на всех стадиях освоения шельфовых месторождений нефти и газа;

– повышение экономической эффективности реализации проектов посредством применения комплексного подхода к организации работ; развитие и поддержание вклада Группы Газпром в социально-экономическое развитие регионов присутствия при реализации проектов на шельфе Российской Федерации;

– обеспечение высокой доли российского участия в реализации шельфовых проектов, стимулирование развития производства оборудования и материалов, а также создания новых технологий для реализации шельфовых проектов на территории Российской Федерации.

В целях выполнения условий пользования недрами в 2013 г. начат III этап геологоразведочных работ. В Карском море только за один 2014 г. выполнены сейсморазведочные работы по методике 2D в объёме 5250 пог. км на лицензионных участках: Ленинградский (1000 пог. км), Русановский (1000 пог. км), Невский (500 пог. км), Обручевский (1500 пог. км), Северо-Харасавэйский (1040 пог. км), Северо-Харасавэйский (транзитная зона 210 пог. км). Полученные результаты

работ позволили уточнить геологическое строение изучаемого района и спланировать дальнейшие направления проведения геологоразведочных работ, включая постановку детальных сейсморазведочных работ 3D.

Беспрецедентный объём сейсморазведочных работ 3D выполнен в период с 2014 по 2022 гг. (рис. 2). Как видно из представленной схемы отработки сейсморазведочными работами по методике 3D (рис. 3) лицензионных участков ПАО «Газпром», расположенных в пределах Карского моря, съёмками закрыты все участки, представляющие интерес для последующих поисков и разведки месторождений газа и конденсата.

Первоначально сейсморазведочные работы проводились российским научно-исследовательским судном с восемью сейсмическими косами. В дальнейшем, в связи с коротким сезоном навигации в Карском море и с целью повышения производительности работ использовались в большей степени 12- и 14-косовые сейсмические суда. Это позволило завершить лицензионные обязательства по выполнению сейсморазведочных работ МОГТ 3D раньше установленных сроков.

Всего за период с 2014 по 2022 г. в акватории Карского моря общий объём сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных ПАО «Газ-

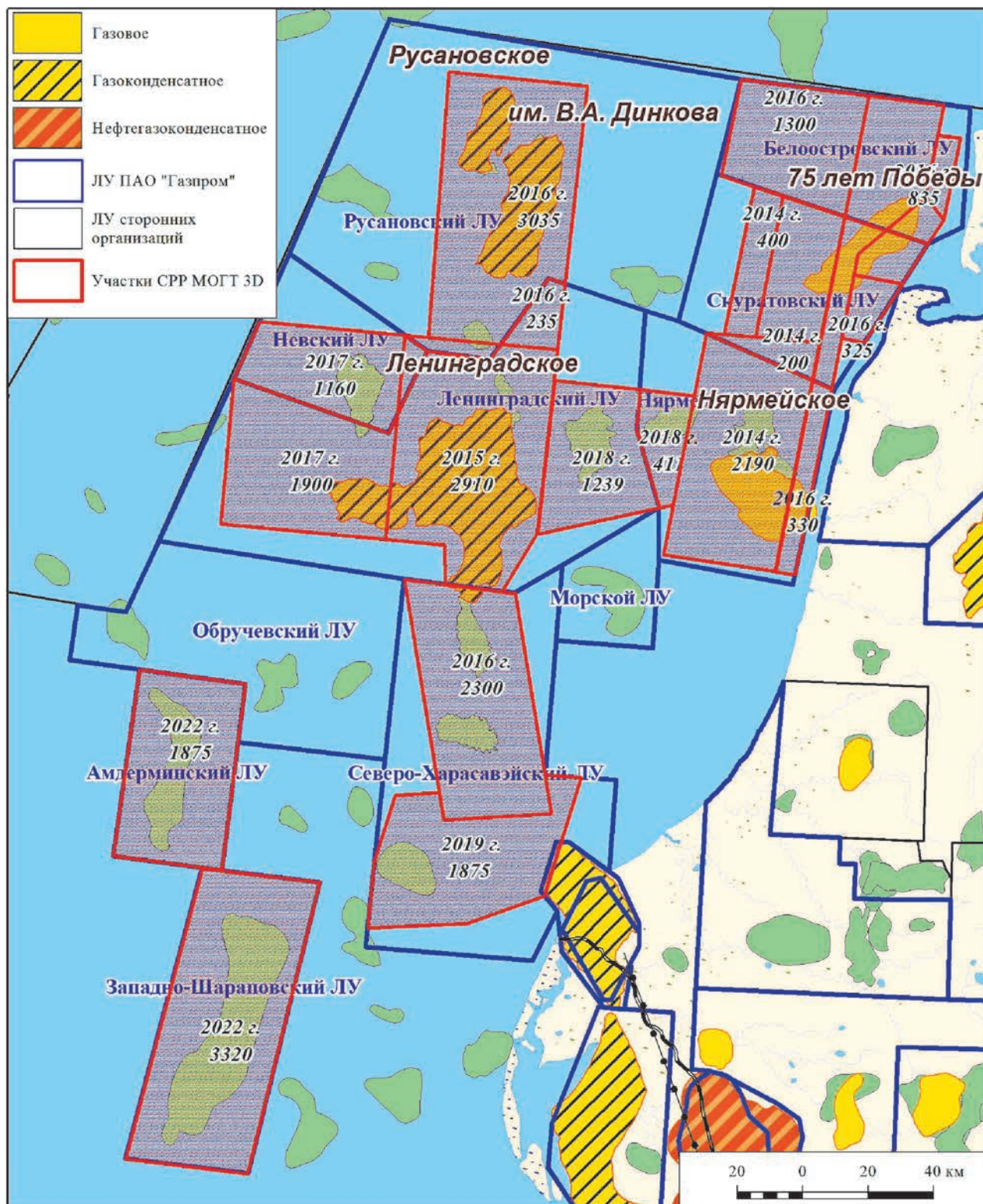


Рис. 3. Схема выполненных сейсморазведочных работ 3D в Карском море в 2014–2022 гг.

пром», составил 27 545 км², из них в транзитной зоне – 715 км², что составило 61% от площади всех лицензионных участков ПАО «Газпром» в Карском море.

Следует отметить, что лицензионные обязательства по проведению сейсморазведочных ра-

бот на лицензионных участках перевыполнены по сейсморазведке МОГТ 2D на 50% и по МОГТ 3D на 107% (рис. 4).

Одновременно с сейсмическими исследованиями в Карском море ПАО «Газпром» проводило работы на шельфе Баренцева моря. В период

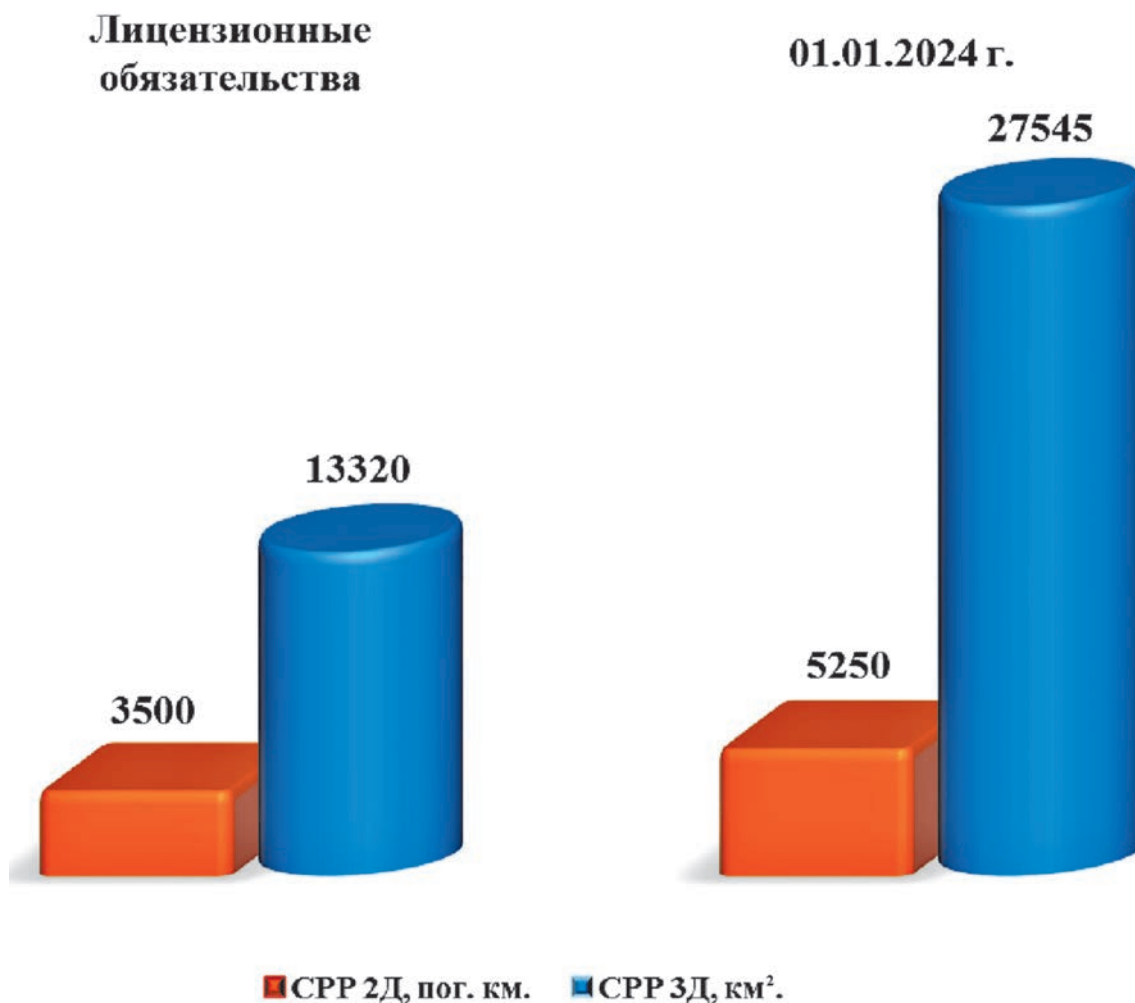


Рис. 4.

Выполнение лицензионных обязательств ПАО «Газпром» по сейсморазведочным работам в акватории Карского моря

с 2014 по 2017 гг. выполнены сейсмические исследования 3D на всех 5 лицензионных участках (рис. 5). Общий объем фактически выполненных исследований составил 12 450 км², при этом лицензионными обязательствами предусматривался объем сейсмических исследований 3D – 8000 км², таким образом, перевыполнение составило 56%.

Сейсморазведочные работы в Баренцевом море, так же, как и в Карском, выполнялись с опережением сроков, предусмотренных лицензионными обязательствами.

За 9 лет ПАО «Газпром» в двух акваториях западно-арктического шельфа провело сейсмические исследования 3D в объеме около 40 000 км² (рекордный показатель для Российской Федерации), что в свою очередь позволило уточнить геологическое строение месторождений и перспективных площадей.

Материалы сейсморазведочных работ стали основой для разработки проектов поисково-оценочных и разведочных работ на лицензионных участках и на открытых месторождениях УВС, что, соответственно, позволило заложить поисково-оценочные и разведочные скважины. Всего по результатам сейсморазведочных работ к глубокому бурению подготовлено 12 перспективных ловушек структурного типа.

Согласно лицензионным обязательствам, с 2017 г. ПАО «Газпром» приступило к активной планомерной реализации поисково-оценочного и разведочного бурения скважин на арктическом шельфе Российской Федерации.

Необходимо отметить, что ПАО «Газпром» является единственной российской компанией, ежегодно выполняющей работы по строительству морских поисково-оценочных и разведоч-

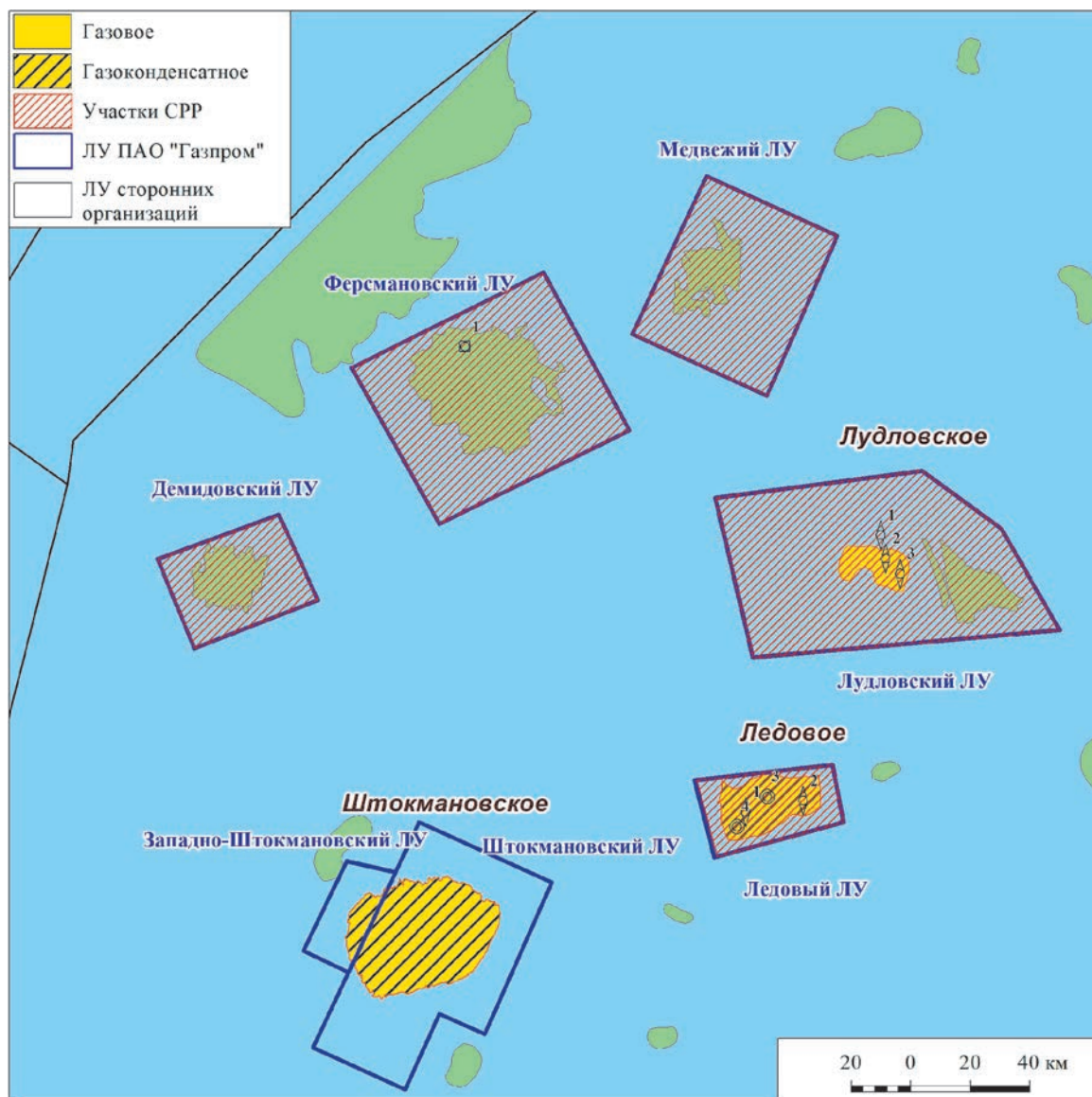


Рис. 5.
Схема выполненных сейсморазведочных работ 3D в Баренцевом море в 2014–2017 гг.

ных скважин на арктическом шельфе Российской Федерации.

В период с 2017 по 2023 гг. в акваториях Карского и Баренцева морей Общество закончило строительство 12 поисково-оценочных и разведочных скважин. По всем пробуренным скважинам получены значительные приросты запасов промышленных категорий и открыты крупные и уникальные месторождения газа.

Всего за рассматриваемый период времени ПАО «Газпром» пробурено в акватории Приамальского шельфа 10 скважин и 2 скважины – в акватории Баренцева моря (рис. 6 и 7). Буровые работы велись на Ленинградском, Русановском, Нярмейском, Скуратовском и Ледовом лицензионных участках. Скважинами вскрыто до 15 продуктивных пластов. Глубины забоев скважин составили от 2000 м

до 2700 м. Общая проходка составила более 27 000 м.

В скважинах выполнен высокоинформативный комплекс геолого-геофизических исследований. Выполнялся отбор как сплошного, так и бокового керна. Общая проходка по всем скважинам Карского и Баренцева морей с керном превысила 570 м, отобрано более 830 образцов керна боковым грунтоносом на кабеле.

В процессе бурения и испытания скважин выполнялись геолого-технические исследования и газовый каротаж, проводился каротаж в процессе бурения и на кабеле. Выполнялись как стандартные и расширенные методы каротажа, так и специальные: ядерно-магнитный каротаж и ЭК-сканирование.

Все без исключения вскрытые продуктивные пласты опробованы в открытом стволе

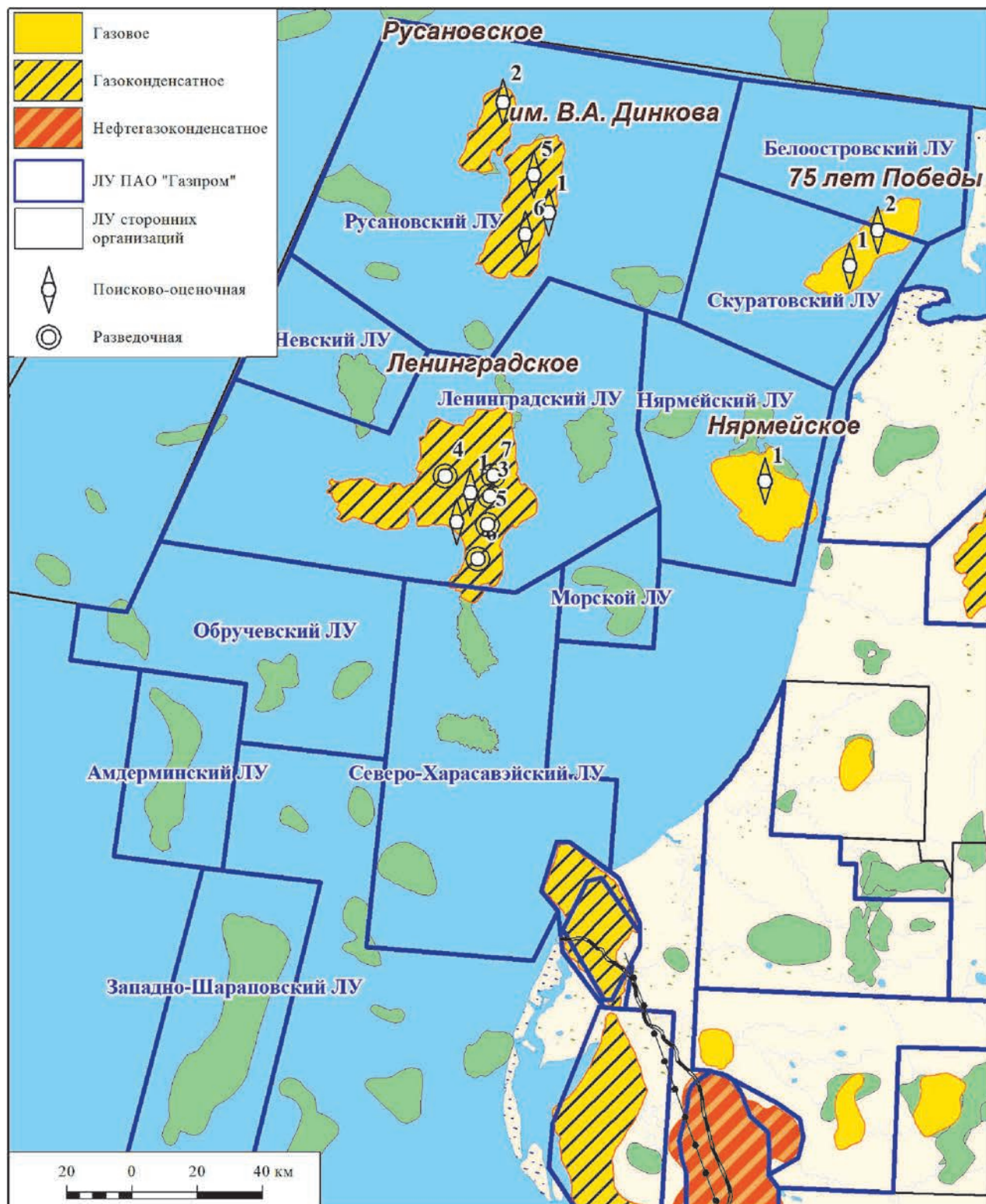


Рис. 6.

Схема изученности поисково-оценочным и разведочным бурением акватории Каспийского моря

скважин современными приборами на кабеле методами ОПК-ГДК в соответствии с одобренными Экспертным советом ФБУ «ГКЗ» «Методическими рекомендациями по обоснованию подсчетных параметров залежей в тер-

ригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов» с целью оценки потенциальной продуктивности скважин и отбора кондиционных

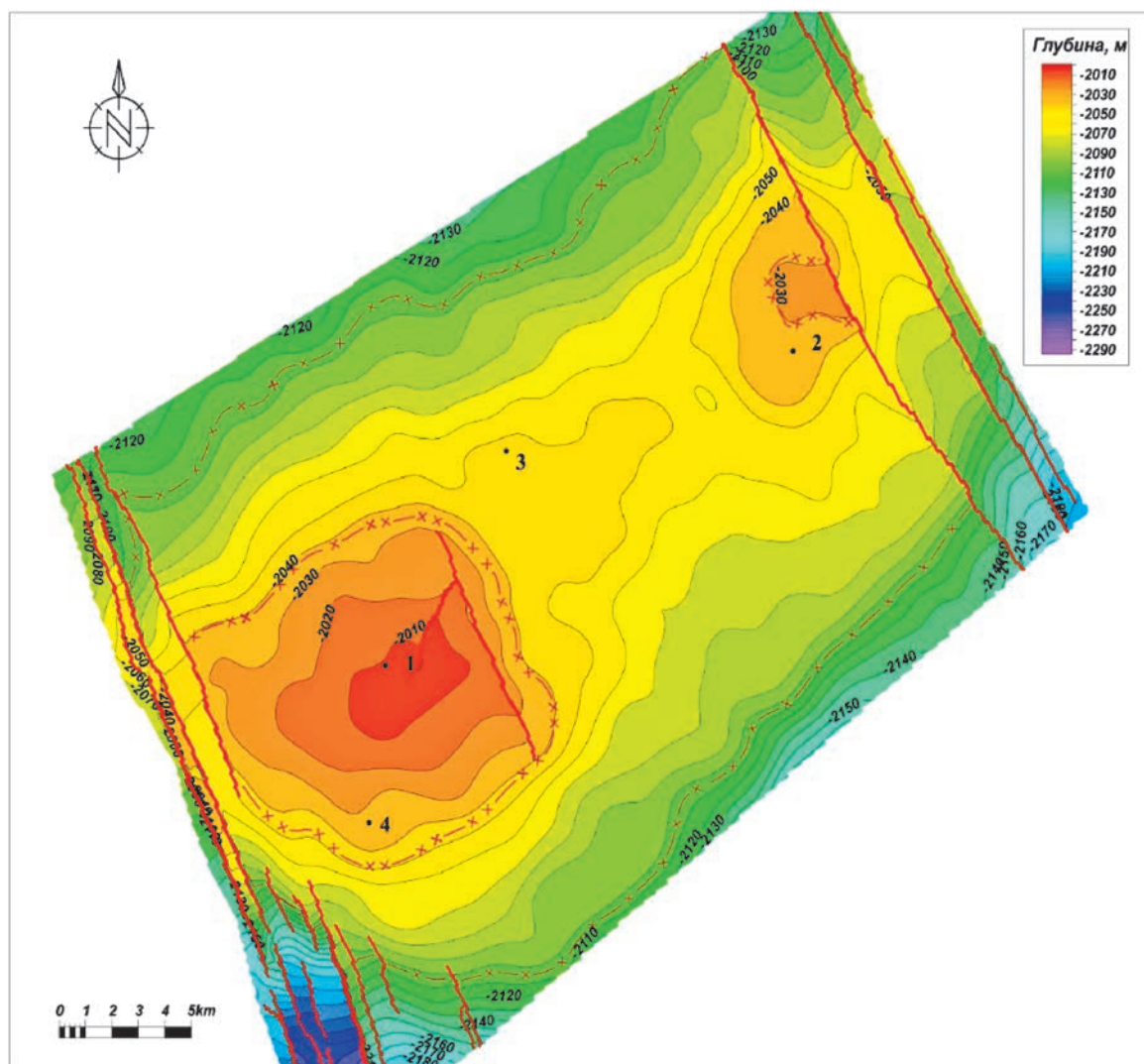


Рис. 7.
Структурная карта Ледового газоконденсатного месторождения по пласту Ю1

проб газа, газового конденсата и подошвенной пластовой воды [1].

Всего в соответствии с Методическими рекомендациями в скважинах выполнено свыше 1100 замеров пластового давления, 480 опробований пластов, 250 регистраций КВД, а также отобрано 290 глубинных проб пластовых флюидов.

В эксплуатационной колонне испытано 19 объектов (пластов), во всех объектах получены промышленные притоки газа или газоконденсата. Полученные дебиты газа достигали 1,1 млн м³/сут. Максимальные дебиты зафиксированы при испытании отложений сеноманской, яронгской и танопчинской свит в акватории Карского моря и юрских отложений в Баренцевом море.

Несмотря на сложные климатические условия и короткий навигационный сезон, каждая из

морских скважин закончена строительством за один буровой (межледовый) сезон.

Основными результатами бурения, помимо полученной детальной геологической информации и открытия новых залежей на уже открытых месторождениях (например, на Ленинградском ГКМ открыто 8 новых залежей), являются открытия трех новых месторождений (рис. 6), различных по величине запасов природного газа:

- уникальное газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова (2018 г.);
- крупное газовое месторождение «75 лет Победы» (2019 г.);
- крупное газовое Нярмейское месторождение (2018 г.).

Суммарные запасы газа открытых месторождений по категориям C₁ + C₂ составляют более 650 млрд м³.



Рис. 8.
Фотография СПБУ «Арктическая» при испытании скважины.

Особого внимания с точки зрения будущего освоения данных месторождений заслуживает значительный объем выполненных исследований методами ОПК-ГДК. Изучение фильтрационно-емкостных свойств отложений в пластовых условиях по разрезу, в том числе определение гидродинамических зависимостей и локальных неоднородностей, позволит корректно построить геологическую и гидродинамическую модели месторождений.

Необходимо отметить, что ПАО «Газпром» для строительства морских скважин использует собственные 2 буровые установки. Самоподъемная буровая установка (СПБУ) «Арктическая» (рис. 8) задействована для строительства скважин на арктическом шельфе Карского моря с 2018 г. Буровая установка, согласно спецификации, может осуществлять бурение на глубинах моря до 100 м.

С использованием СПБУ осуществлено строительство 4 поисково-оценочных скважин:

- 2018 г. – Няме́йская № 1 (открыто Няме́йское газовое месторождение);
- 2019 г. – Скуратовская № 1 (открыто газовое месторождение «75 лет Победы»);
- 2021 г. – Скуратовская № 2;
- 2023 г. – Русановская № 5.

Вторая платформа – полупогружная буровая установка (ППБУ) «Северное сияние» используется с августа 2021 г. для строительства разведочных скважин на шельфе Баренцева и Карского морей (рис. 9).

Платформа может осуществлять работы по строительству скважин при глубинах моря от 80 до 500 м. С использованием ППБУ пробурено 4 разведочных скважины:

- 2021 г. – № 7 Ленинградского ГКМ (Карское море);
- 2022 г. – № 6 Ленинградского ГКМ (Карское море);
- 2022 г. – № 4 Ледового ГКМ (Баренцево море);
- 2023 г. – № 3 Ледового ГКМ (Баренцево море).

ООО «Газпром недра» удалось в 2022 г. с использованием ППБУ «Северное сияние» успешно реализовать уникальную инициативу – последовательное строительство 2 разведочных скважин в один полевой сезон в 2 акваториях (сначала в Карском – 1 скважина, а затем в Баренцевом море – 1 скважина). Данный подход помимо полученных результатов позволил за счет синергетического эффекта обеспечить значительную экономию финансовых средств.

По результатам буровых работ, проведенных ПАО «Газпром» на лицензионных участках в Карском море с 2013 по 2023 гг., общий прирост извлекаемых запасов «сухого» газа промышленной категории C_1 (по статье «разведка») превысил 1600 млрд m^3 . На рис. 10 представлена



Рис. 9.
Фотография ППБУ «Северное сияние»

динамика изменения состояния запасов газа по лицензионным участкам ПАО «Газпром» с распределением по годам постановки запасов на Государственный баланс.

В целом, с момента получения лицензионных участков и по 2023 г. общие запасы «сухого» газа по категориям C_1+C_2 на лицензионных участках ПАО «Газпром» в акватории Карского моря по результатам проведённых поисково-оценочных и разведочных работ увеличились практически на 160% и составили более 2,8 трлн m^3 , тогда как запасы промышленной категории C_1 увеличились более чем на 570% и составили порядка 1,8 трлн m^3 «сухого» газа.

Отдельно хотелось бы отметить, что на момент получения ПАО «Газпром» лицензий в акватории Приямальского шельфа на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации общие запасы газа по категориям C_1+C_2 составляли 1,8 трлн m^3 , из них на Ленинградском месторождении C_1 – 71 млрд m^3 , C_2 – 980 млрд m^3 ; на Русановском месторождении – C_1 – 240 млрд m^3 , C_2 – 538 млрд m^3 [2].

Все вышеприведенное свидетельствует о высоком качестве и уровне организации геологоразведочных работ в сложных климатических условиях Арктики с использованием пере-

довых технологических и технических решений и средств. Проведение полевых сейсмических исследований и строительство морских скважин выполнялось безаварийно и в плановые сроки несмотря на короткий навигационный период.

Подготовка ресурсной базы в пределах Карского и Баренцева морей к промышленному освоению в перспективе ближайших десятилетий является одной из главных задач ПАО «Газпром». Важно понимать, что затраты на промышленное освоение морских газовых месторождений на шельфе арктических морей зависят от ряда параметров, таких как удаленность от берега, наличие береговой инфраструктуры, глубина залегания продуктивных пластов, глубина моря в районе месторождения, последовательность освоения, климатические условия, включая ледовую обстановку, и др.

Именно поэтому, в связи с наличием подготовленной газотранспортной инфраструктуры на Ямальском полуострове и близостью уже открытых уникальных и крупных газоконденсатных и газовых месторождений к суше (по сравнению с объектами в Баренцевом море) приоритет геологоразведочных работ отдается акватории Карского моря. Существующая структура МСБ в пределах Приямальского шельфа характери-

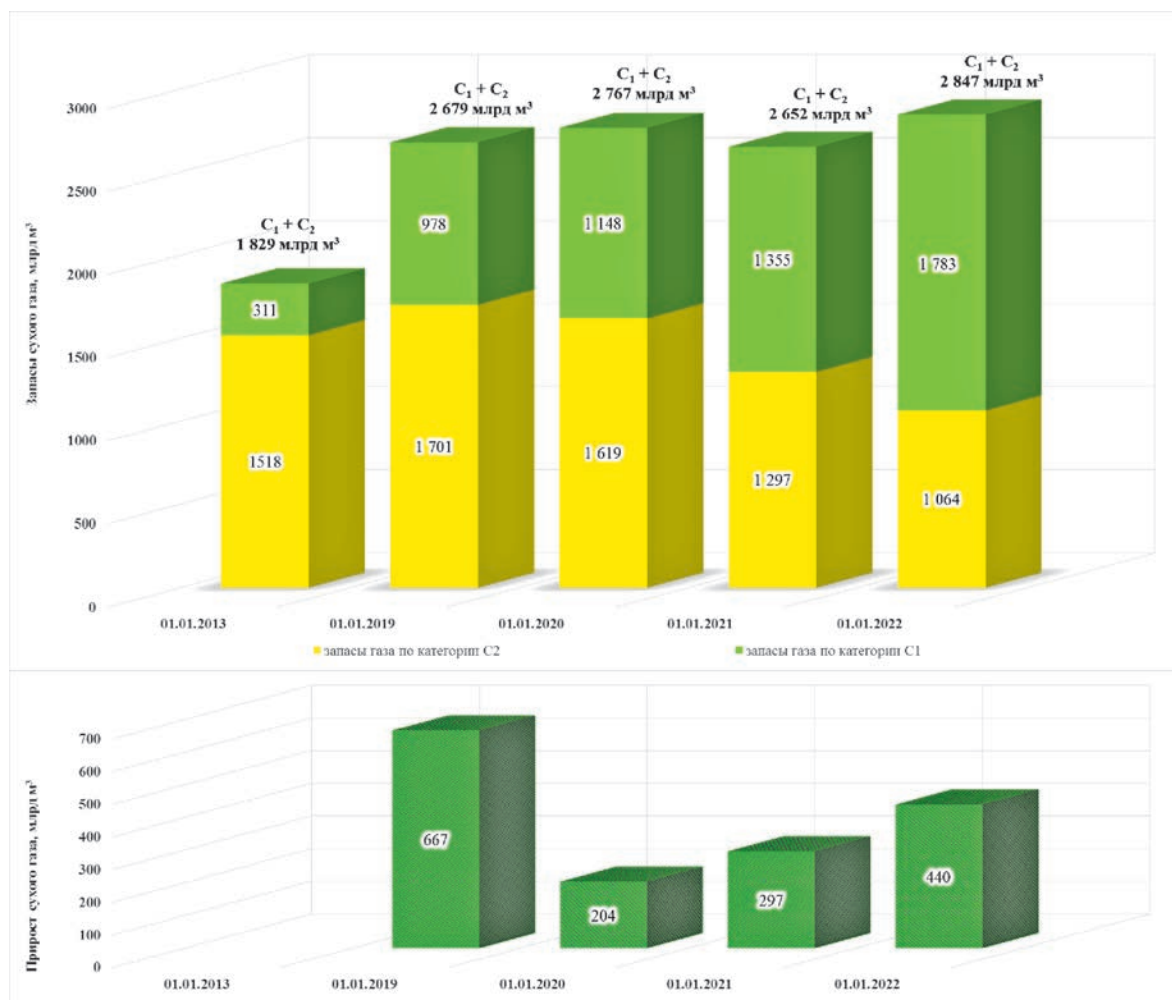


Рис. 10. Состояние и приросты извлекаемых запасов газа на участках ПАО «Газпром» на шельфе Карского моря

зуется значительными высокоэффективными запасами сеноман-альбского и верхней части аптского НГК, глубины которых не превышают 2000 м. Разработка морских месторождений с содержанием «сухого» газа до 99% позволяет значительно сократить инвестиционные затраты на капитальное строительство путем уменьшения затрат на подготовку газа [3].

Выводы

За последние 8 лет ПАО «Газпром» занял лидирующее положение в России по объемам выполненных геологоразведочных работ на арктическом шельфе Карского моря. Прежде всего, это 3D сейсморазведочные работы, а также строительство поисково-оценочных и разведочных скважин.


Успешность реализации шельфовых геологоразведочных проектов в экстремальных природно-климатических условиях во многом зависит от решения сложных технологических и технических задач в области реализации сейсмораз-

ведочных работ и строительства поисково-оценочных и разведочных скважин.

ПАО «Газпром» использует современные передовые технологии для оптимизации проведения геологоразведочных работ, сокращения сроков строительства морских скважин и, в итоге, ускоренной подготовки месторождений к разработке в данном регионе. Развитие минерально-сырьевой базы на арктическом шельфе, прежде всего, на шельфе Карского моря, является актуальной и одной из первоочередных задач. Несмотря на сложные природно-климатические и логистические условия региона, короткий навигационный (межледовый) период, открыто два крупных и одно уникальное по запасам газа месторождения (2018–2019 гг.). Подготовлено к промышленной разработке уникальное Ленинградское газоконденсатное месторождение, разведанность которого составляет более 70%.

В условиях санкционного давления и недружественного поведения стран коллективного Запада необходимо обеспечить наличие внуши-

тельной ресурсной базы нефти и газа и возможность их извлечения на долгосрочный период. В этой связи освоение арктического шельфа является уникальным источником воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов.

Несмотря на очевидный отсроченный эффект от освоения труднодоступных морских месторождений, их ввод в будущем позволит поддерживать и увеличивать уровень производства в нефтегазовом комплексе. 

Литература

1. Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ОПК-ГДК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов. М.: Газпром. 2015
2. Хоштария В.Н., Гуляев В.И. Акватория Приамальского шельфа Карского моря: нефтегазоносность и реализация геологоразведочных работ // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2021. № 2. С. 16–23.
3. Хоштария В.Н., Гуляев В.И., Оганов А.С., Холодильов В.А. Использование кластерного подхода освоения газовых месторождений арктического шельфа – залог обеспечения эффективной государственной экономики в течении текущего столетия // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2021. № 1.

UDC 553.981.2

S.N. Menshikov, Cand. Sc. (Economic), Head of Department, PJSC Gazprom¹, gazprom@gazprom.ru

S.S. Chuzhmarev, Deputy Head of Department, PJSC Gazprom¹, gazprom@gazprom.ru

M.F. Nuriev, Deputy Head of Department, PJSC Gazprom¹, gazprom@gazprom.ru

A.Yu. Petukhov, Chief Technologist of the Department, PJSC Gazprom¹, gazprom@gazprom.ru

V.V. Ananyev, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Technologist of the Department, PJSC Gazprom¹, gazprom@gazprom.ru

A.V. Ovechkin, Director General of Gazprom Nedra LLC², office@nedra.gazprom.ru

V.N. Khoshtaria, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Head of the Department for Organizing Geological Exploration Work on the Shelf, Gazprom Nedra LLC², v.khoshtariya@nedra.gazprom.ru

V.I. Gulyaev, Leading Geologist of the Geological Department for Offshore Projects of Department for Organizing Geological Exploration Work on the Shelf, Gazprom Nedra LLC², v.gulyaev@nedra.gazprom.ru

¹2 Lakhtinsky Ave., bldg. 3, page 1, St. Petersburg, 197229, Russia.

²65 Novocheryomushkinskaya str., Moscow, 117418, Russia.

Geological Exploration Work of PJSC Gazprom on the Arctic Shelf as the Basis for the Development of the Russian Gas Production Complex

Abstract. The development of the Arctic shelf of the Russian Federation is one of the primary government tasks. During the period 2013–2023 About 40 thousand km² of 3D seismic exploration work was carried out at the licensed areas of Gazprom PJSC on the shelf of the Kara and Barents seas. Since 2017, 12 prospecting, appraisal and exploration wells have been drilled, one unique gas condensate field and two large gas fields have been discovered, and the Leningradskoye gas condensate field, unique in terms of reserves, has been explored. The authors consider the strategy, progress and results of geological exploration work by PJSC Gazprom on the shelf of the Yamal Peninsula in the Kara and Barents Seas. The scope of work performed is presented, the increase in gas reserves over the years and the approach to geological exploration and development of offshore fields in Arctic conditions are shown.

Keywords: shelf; licensed area; seismic exploration; drilling; well; field; gas deposit

References

1. *Metodicheskie rekomendatsii po obosnovaniyu podschetnykh parametrov zalezhei v terrigennykh otlozheniiakh po dannym GIS i novym metodam OPK-GDK pri postanovke na uchet i perevodu UVS v promyshlennye kategorii zapasov* [Methodological recommendations for substantiating the calculation parameters of deposits in terrigenous deposits using GIS data and new methods of OPK-GDK when registering and transferring hydrocarbons to industrial categories of reserves]. Moscow, Gazprom Publ., 2015.
2. Khoshtariia V.N., Guliaev V.I. *Akvatoriia Priiamal'skogo shel'fa Karskogo moria: neftegazonosnost' i realizatsiia geologorazvedochnykh rabot* [Water area of the Yamal shelf of the Kara Sea: oil and gas potential and implementation of geological exploration]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podriadchikov* [Bulletin of the Association of Drilling Contractors], 2021. No. 2, pp. 16–23.
3. Khoshtariia V.N., Guliaev V.I., Oganov A.S., Kholodilov V.A. *Ispol'zovanie klaster'nogo podkhoda osvoeniia gazovykh mestorozhdenii arkticheskogo shel'fa – zalog obespecheniia effektivnoi gosudarstvennoi ekonomiki v techenii tekushchego stoletii* [The use of a cluster approach to the development of gas fields on the Arctic shelf is the key to ensuring an effective state economy during the current century]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podriadchikov* [Bulletin of the Association of Drilling Contractors], 2021, no. 1.



В.Г. Браткова
Международный центр передового опыта
в области устойчивого управления
природными ресурсами¹
генеральный директор
info@ice-srm.ru



А.Н. Шандрыгин
д-р техн. наук
Газпром ВНИИГАЗ²
главный научный сотрудник



К.С. Харченко
Нефтегазовый НИЦЗ МГУ
им. М.В. Ломоносова
заместитель генерального
директора по геологии
и разработке



Л.Ю. Горюнов
Международный центр передового опыта
в области устойчивого управления
природными ресурсами¹
заместитель генерального директора
info@ice-srm.ru



О.С. Саликова
Международный центр передового
опыта в области устойчивого
управления природными ресурсами¹
менеджер проектов
salikova@ice-srm.ru



И.Н. Базаревская
Международный центр
передового опыта в области
устойчивого управления
природными ресурсами¹
менеджер проектов
info@ice-srm.ru

Отличия российской классификации запасов УВС от классификации PRMS. Мифы и реальность

¹АНО «МПЦО». Россия, 123242, Москва, ул. Баррикадная, 8, стр. 5А.

²Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, 15, стр. 1.

³Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1, стр. 77.

В статье представлен анализ подходов, реализуемых в российской классификации нефти и горючих газов (РКЗ) и классификации PRMS, дана оценка реальным различиям между двумя классификациями, предложены рекомендации по совершенствованию РКЗ с целью гармонизации с классификацией PRMS и Рамочной классификацией ресурсов ООН

Ключевые слова: аудит запасов; оценка запасов; углеводородное сырье; классификация запасов; вероятностная оценка

Вопросы оценки запасов углеводородного сырья и возможности ее использования для привлечения инвестиций для разработки месторождений полезных ископаемых являются одними из наиболее актуальных в недропользовании. В настоящее время в России действуют две методики оценки запасов УВС: по российской классификации запасов [1] (далее – РКЗ) и по классификации Petroleum Resources Management System [2] (далее – PRMS).

Среди специалистов и экспертов в сфере недропользования распространено мнение, что классификации РКЗ и PRMS не сопоставимы между собой, т.к. решают разные задачи, имеют разные методики оценки запасов, а значит приводят к раз-

личным результатам оценки. Но так ли это на самом деле? В данной статье приведен анализ подходов, реализуемых в РКЗ и PRMS, и на их основе дана оценка – в чем именно заключаются реальные различия между двумя вышеназванными классификациями, а в чем эти различия надуманы, а также предложены рекомендации по совершенствованию РКЗ с целью гармонизации с классификацией PRMS и Рамочной классификацией ресурсов ООН [3] (далее – РКООН).

Задачи РКЗ и PRMS

Часто можно услышать мнение, что РКЗ решает исключительно задачи государства: ведение государственного баланса запасов полезных ископаемых, стратегическое планирование, ра-

циональное недропользование и так далее, что часто не соответствует реальным планам компании и, соответственно, не отвечает интересам инвесторов, а *PRMS* решает задачи привлечения финансирования от инвесторов. «ГКЗ – это инструмент государственного контроля и учета запасов и ресурсов. А задачей, вменяемой аудиторам, является заключение о корректности проведения поисково-разведочных работ, экономическая оценка, и в итоге коммерциализация запасов и ресурсов компании заказчика по международным стандартам» (Д.Д. Агапитов, [4]).

Возможно, те, кто высказывает данное мнение, упускают из вида тот факт, что государство, собственник недр, заинтересовано в экономической оценке запасов, т.к. обеспечение народного хозяйства доступными полезными ископаемыми с технологической, экономической, социальной точек зрения ключевым образом влияет на обеспечение безопасности страны, ее устойчивое развитие. В тоже время, государство по сути, является одним из инвесторов разработки полезных ископаемых. Именно оно предоставляет льготы для разработки трудноизвлекаемых запасов, строит объекты инфраструктуры (дороги, ЛЭП, аэропорты, порты и т.д.) для освоения удаленных и малообжитых районов. А для стратегического планирования развития страны и возможного адресного предоставления помощи недропользователям необходима достоверная информация о рентабельных и нерентабельных запасах полезных ископаемых, основанная на текущих рыночных условиях, существующих доступных технологиях и системе налогообложения, и, безусловно, оценка изученности и подготовленности месторождений к освоению, в том числе корректности проведения поисково-разведочных работ. Поэтому цели государства и инвесторов в данном вопросе полностью совпадают. Именно поэтому в российскую классификацию по УВС по поручению правительства Российской Федерации и Президента России внесены существенные изменения, и после внедрения в 2016 г. практики оценки рентабельно извлекаемых запасов на основе технического проекта разработки, РКЗ довольно сильно сблизилась с подходами, принятыми в *PRMS*.

Отдельно нужно остановиться на «обще-признанных» международных стандартах. Распространено мнение, что «наиболее широко употребляемым в современной мировой практике стандартом учета и подсчета ресурсов нефти и газа, особенно в целях независимой сертификации, равно как и при подготовке отчетов для добывающих компаний, рынка ценных бумаг,

финансовых аналитиков, правительственных агентств и специализированных консультационных фирм является система *PRMS*» [4]. Данное утверждение справедливо только отчасти. Действительно, несмотря на то что *PRMS* достаточно «молодая» система (первая версия этого документа опубликована в 2007 г.¹), многие регуляторы ценных бумаг ее используют. В то же время, на сегодняшний день не существует классификации, признанной международным инвестиционным или финансовым сообществом в качестве единого стандарта раскрытия информации о запасах. Даже такие страны-союзники США как Англия, Канада, Норвегия, имеют свои национальные классификации и не планируют заменять их на *PRMS*. В связи этим, в стандартах раскрытия информации многих бирж помимо *PRMS* включены такие стандарты как *NI 43-101*, *NI 51-101*, *CIM*, *COGEN* и предусмотрена возможность подачи отчетов по альтернативным стандартам. Следует отметить, что до введения антироссийских ограничений 2022 г., иностранные биржи принимали оценки запасов, выполненные в том числе и по РКЗ.

Никаких предубеждений в отношении допустимости использования РКЗ для инвестиционных целей нет и со стороны российских бирж и рейтинговых агентств, которые также не устанавливают каких-либо специальных требований по выбору применяемой классификации. В этом вопросе они полностью полагаются на банки, публичную отчетность и потенциальных инвесторов. При этом в банках не существует каких-либо общих требований к использованию той или иной классификации – каждый банк руководствуется собственной политикой и оценкой рисков в данном вопросе и, что очень важно, в последние годы при рассмотрении вопросов о предоставлении кредитов российскими банками, аудит запасов УВС все чаще выполняется российскими консалтинговыми компаниями по РКЗ.

Возвращаясь к общепризнанным международным стандартам, можно утверждать, что на сегодняшний день кроме РКООН всеми странами, входящими в ООН, официально признаны: *PRMS*, *CRIRSCO*, классификации КНР. Об этом свидетельствуют согласованные всеми странами Связующие документы между указанными стандартами отчетности и РКООН.

Важным практическим подтверждением соответствия результатов оценки запасов УВС по РКЗ реальным планам добывающих компаний стали итоги проведенной в 2019 г. всероссий-

¹ Система разработана на основе предшествовавших ей отдельных документов: Определения запасов углеводородов SPE/WPC (1997 г.); Классификация и Определения ресурсов углеводородов SPE/WPC/AAPG (2000 г.); Указания по оценке запасов и ресурсов углеводородов SPE/WPC/AAPG (2001 г.).

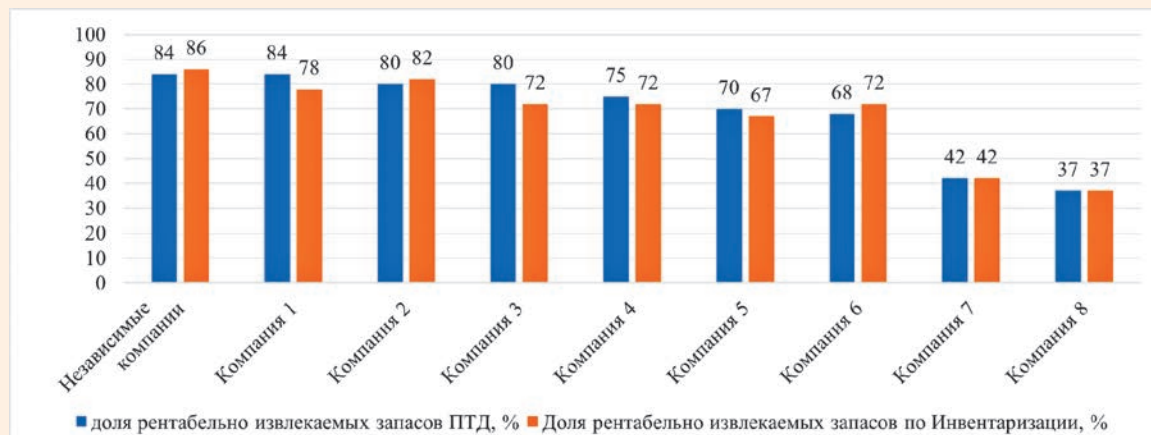


Рис. 1.

Сопоставление доли рентабельно извлекаемых запасов нефти по данным Инвентаризации с данными государственной экспертизы 2016–2019 гг.

ской Инвентаризации запасов нефти, которая стала, в том числе, проверкой соответствия РКЗ новым задачам, поставленным государством, а именно – оценки реальной экономической привлекательности запасов полезных ископаемых. Основное условие Инвентаризации – компании должны были представить реальные планы на разработку месторождений (это ключевое требование и в *PRMS*).

Анализ представленных компаниями оценок запасов по месторождениям выявил высокое соответствие результатов Инвентаризации данным ранее проведенной государственной экспертизы запасов по РКЗ. Отклонение количества рентабельно извлекаемых запасов по итогам Инвентаризации от ранее утвержденных в ПТД составило $\approx 1\%$, доля рентабельно извлекаемых запасов изменилась незначительно – с 70% до 69%.

Таким образом, утверждение, что «РКЗ ... не соответствует реальным планам компании и... не отвечает интересам инвесторов», на практике не подтвердилось.

Важно также обратить внимание на еще один аспект: в соответствии с требованиями *PRMS* для отнесения количеств УВС к запасам необходимо, чтобы у недропользователя были все необходимые разрешительные документы на осуществление деятельности, предусмотренной законодательством той страны в которой осуществляется изучение и разработка месторождений. Следовательно, оценка запасов для инвесторов должна основываться на обязательствах, которые недропользователь взял на себя, получая эти разрешительные документы, включая выполнение утвержденных технических проектных документов и рациональное недропользование. Неучет этих факторов может ввести в заблуждение потенциального инвестора

в части экономической привлекательности того или иного актива и, соответственно, привести его к убыткам.

Таким образом, цели и задачи государства и инвесторов в целом совпадают. И это не «пропагандистское клише», а реальность.

Определение терминов «запасы» и «ресурсы» в РКЗ и *PRMS*

Сложности в сопоставлении РКЗ и *PRMS* вносит некоторая разница в используемой терминологии. Так, можно часто услышать мнение, что в *PRMS*, в отличие от РКЗ, объемы нефти или газа, содержащиеся в залежи до ее разбуривания, не классифицируются как «ресурсы», и уж тем более как «запасы». Однако эта распространенная ошибка является результатом допускаемой отдельными специалистами произвольной трактовки нормативных методических документов (в том числе и *PRMS*).

Так, в *PRMS* напрямую указано, что «ресурсы» – термин, используемый, чтобы охватить все количества УВС (как извлекаемые, так и неизвлекаемые), как в недрах Земли, так и на ее поверхности, открытые и неоткрытые.

В соответствии же с российскими методическими документами, запасы и ресурсы УВС четко разделяются (не охватывают друг друга) и оцениваются отдельно.

Некоторые специалисты важной причиной отличия запасов, оцененных в двух системах, считают отсутствие в РКЗ возможности выделения «Условных ресурсов» алогично *PRMS*. Так, согласно стандартам *PRMS* допускается перенос начальных геологических объемов нефтегазо-насыщенных пород из «Запасов» в «Условные ресурсы» (категории 1С, 2С, 3С) если у недропользователя нет планов на разработку эксплуатационного объекта, залежи/части залежи,

или при отсутствии достаточных обоснованности коммерческой реализации товарной продукции. В РКЗ в случае невозможности коммерческой реализации углеводородов, вопрос решается просто – по данным объектам будут отсутствовать рентабельно извлекаемые запасы. Таким образом, на количество рентабельных запасов отсутствие или наличие «Условных ресурсов» не оказывает никакого влияния, и в данном случае «Условные ресурсы» *PRMS* соответствуют технологически извлекаемым, но нерентабельным запасам РКЗ.

В этой связи важно подчеркнуть – в разных странах термины «запасы» и «ресурсы» используются абсолютно по-разному, исходя из принятой практики оценки запасов, особенностей недропользования, а иногда и обычаев, национальных традиций, вследствие чего в классификации РКООН отказались от использования терминов «запасы» и «ресурсы», заменив их на «количества». Сопоставление запасов, ресурсов, количеств разных классификаций происходит не на уровне терминов, а на уровне критериев, по которым осуществляется разделение на категории, классы или подклассы. Именно с этой целью в Связующих документах между национальными классификациями и РКООН даются подробные пояснения, что в той или иной классификации понимается под тем или иным термином. Таким образом, отсутствие в РКЗ «Условных ресурсов» у международных экспертов затруднений не вызывает и не влияет на гармонизацию различных классификаций между собой.

Подходы к методике оценке запасов в РКЗ и *PRMS*

Руководство по применению системы управления ресурсами *PRMS* не содержит конкретных требований к методологии оценки геологических запасов и выделению площадей категорий. Все основывается на принятой практике, опыте и знаниях экспертов, компетентных лиц, оценщиков.

Прозрачность оценок, получаемых при использовании *PRMS*, обеспечивается за счет требования рассмотреть различные факторы, влияющие на оценку запасов, и на этой основе отнести запасы и ресурсы к определенным классам и категориям. Результатом такого подхода является то, что оценки доказанных и вероятных запасов (как части ресурсов) разными специалистами по *PRMS* могут существенно отличаться ($\pm 100\%$). В то же время, подходы к оценке запасов в РКЗ четко регламентированы, что обеспечивает значительно большую сходимость оценок разных экспертов ($\pm 10\%$).

В каких же случаях оценки запасов по РКЗ и *PRMS* схожи, а в каких имеют различия?

Для начала отметим сходство. На месторождениях, по которым выполнена оценка в двух системах (РКЗ и *PRMS*), суммарные начальные геологические запасы УВС по залежам в подавляющем большинстве случаев совпадают, т.к. оценщики и аудиторы для оценки в *PRMS* чаще всего используют геологические модели, утвержденные в ГКЗ по российской классификации. Что свидетельствует о том, что подходы к построению геологических моделей, принятые в РКЗ, полностью соответствуют подходам, используемым специалистами, оценивающими запасы в *PRMS*.

В то же время, геологические запасы по сумме категорий А, В1 или С1 могут быть больше доказанных запасов *PRMS*, особенно для месторождений на ранней стадии изучения, что обусловлено отличиями в выделении площади продуктивности этих категорий: для доказанных запасов наиболее распространен вариант выделения границ полигонов – квадрат на расстоянии 1,5L от скважины с доказанной продуктивностью, в РКЗ границы категорий А+В1, С1 выделяются на расстоянии 2L (где L – шаг эксплуатационной сетки скважин). Изменение параметров: эффективной нефте- или газонасыщенной толщины, пористости, газо- или нефтенасыщенности, являясь производной от определения границ категорий, может повлиять на разницу в оценках геологических запасов в двух системах как в большую, так и меньшую сторону.

В то же время, проведенный анализ на реальных примерах показал, что основной вклад (в среднем около 80%) в отличиях количественных оценок рентабельных запасов по доказанным запасам и категориями А+В1, С1 оказывает не разницы в оценке геологических запасов, а разницы в подходах к определению технологически извлекаемых запасов.

В РКЗ в рамках каждой из категорий учитывается весь прогнозируемый объем дополнительной добычи от ГТМ в скважине, находящийся в данной категории, независимо от того, в какой период эта дополнительная добыча будет получена. В следствие чего технологические коэффициенты извлечения категорий запасов (А+В1), как правило, равны или даже превышают коэффициенты извлечения по объекту на полное развитие (категории А+В1+В2).

В *PRMS* дополнительная добыча от ГТМ в скважине, находящейся на полигоне «доказанных» запасов, может быть отнесена как к доказанным, так и к вероятным и даже возможным запасам в зависимости от того, когда прогнозируется получить эту добычу и настоль-

ко предлагаемая технология успешно апробирована на данном месторождении. Такой подход приводит, казалось бы, к «нефизическим» уровням добычи в *PRMS*: коэффициенты извлечения «растут» от категории доказанных извлекаемых количеств (TP/1C) к менее достоверным категориям (2P/2C, 3P/3C). Но именно в этом, на наш взгляд, и заключается оценка достоверности запасов – возможности достижения уровней добычи углеводородов, используемая в *PRMS*.

И правда состоит в том, что в РКЗ данный подход сегодня не реализуется.

Подходы к экономической оценке запасов в обеих системах в целом близки. Единственным важным отличием является то, что в *PRMS* основой для оценки экономической оценки запасов газа являются не технические извлекаемые количества, как в РКЗ, а товарные – учитывается технологическая усадка газа (от 1 до 10%).

В тоже время, в РКЗ для месторождений, находящихся в разведке, не подсчитываются рентабельно извлекаемые запасы, соответственно, нельзя оценить количество экономически эффективных запасов, даже если получены все необходимые разрешительные документы, выделены средства и осуществляется добыча. В то время как в *PRMS* для данной группы месторождений проводится оценка рентабельных запасов. И это критически важно, т.к. достаточно часто недропользователям необходимы инвестиции именно в начале освоения месторождения.

Использование вероятностной оценки запасов в РКЗ и PRMS

Одна из наиболее спорных позиций – применение вероятностной оценки в *PRMS*. Многие специалисты считают, что «в РКЗ используется *детерминированный* подход к оценке запасов, а в *PRMS* – *вероятностный*, что и приводит к существенной разнице в оценках по данным классификациям».

На самом деле в *PRMS* допускается использование обоих подходов. При этом преимущественное применение вероятностного подхода характерно, как правило, лишь для оценок на ранних стадиях изучения месторождения.

С точки зрения системы управления ресурсами *PRMS*, у детерминистического подхода есть целый ряд несомненных преимуществ: он описывает физически осуществимую комбинацию статических и динамических параметров; его проще реализовать, легче проверить, т.к. он надежен и воспроизводим. В случае использования вероятностного подхода, *СУР PRMS* настоятельно рекомендует заверять его детерминированным подходом (при этом, выполненная оценка корректна, если результаты вероятност-

ного и детерминистического подходов сопоставимы). Согласно *СУР PRMS*, детерминированные оценки могут характеризоваться уровнем уверенности (убежденности), который принимают приблизительно, и для него нет количественно определенных значений вероятности.

Что касается РКЗ, здесь методология оценки запасов обеспечивает (в подавляющем количестве случаев) соответствие оцененных запасов по залежи (месторождению) наиболее вероятному сценарию, или 2P в категориях *PRMS*. Это основано на том, что при оценке запасов принимаются средние/средневзвешенные параметры; площадь запасов, чаще всего, определяется по середине расстояния между нефтью и водой, коллектором и неколектором. Таким образом, в результате получается наиболее вероятный сценарий оценки запасов.

Важно отметить, что смешение вероятностного и детерминированного подходов в практике проведения аудита приводит к существенному занижению запасов наиболее вероятного сценария.

Что происходит на практике? Аудитор использует геологическую модель, утвержденную в ГКЗ (соответствующую наиболее вероятному сценарию оценки запасов), и исключает из нее «Возможные запасы», т.е. запасы, которые показались ему недостаточно уверенными или надежными. Если бы аудитор оценивал геологическую модель, соответствующую сценарию 3P (оптимистический или наименее вероятный), то его действия были бы оправданы. Однако он обрисовывает уже наиболее вероятный (наилучший) сценарий (2P). В результате компания теряет часть запасов, по которым финансовыми институтами могло быть принято решение о выделении инвестиций.

Описанная выше проблема обусловлена, в том числе, и тем, что в РКЗ нет категории запасов, однозначно (на 100%) сопоставимой с «Вероятными запасам», оцениваемыми по *PRMS*. И это, как мы видим, часто отрицательно сказывается на инвестиционном потенциале запасов той или иной добывающей компании в России. Возможным решением может стать введение в РКЗ дополнительной категории запасов, соответствующей «Возможным запасам» *PRMS*, с одновременным ужесточением подходов к выделению категорий B2 и C2 для лучшего соответствия их «Вероятным запасам».

Предложения по совершенствованию РКЗ

Все вышеперечисленные методологические расхождения между РКЗ и *PRMS* не носят неустрашимый характер, а лишь требуют дальнейшей проработки с целью возможного внесения из-

менений в РКЗ и ее гармонизации с международными классификациями.

В настоящий момент продолжается работа по совершенствованию РКЗ. В рамках нее обсуждается возможность и целесообразность введения:

- изменений в методологию определения технологически извлекаемых запасов, используя достоверность достижения уровней добычи;

- дополнительной категории запасов как для месторождений в разведке, так и для месторождений, находящихся в разработке, соответствующую возможным запасам в PRMS;

- вероятностной оценки как дополнительной возможности для недропользователей при подтверждении обоснованности своих выводов о запасах;

- оценки рентабельно извлекаемых запасов по месторождениям, находящимся в разведке (категории запасов C1 и C2);

- дополнительной оценки рыночных объемов для запасов газа (свободного и растворенного).

Таким образом, можно сказать, что различие РКЗ и PRMS на базовом (принципиальном) уровне – это не более чем укоренившийся миф. В реальности – РКЗ и PRMS близки и сопоставимы, а имеющиеся отличия в оценках запасов УВ часто обусловлены произвольной трактовкой применения основных положений классификаций.

Отказ от мифов и понимание реальных отличий РКЗ и PRMS позволит не только формировать наилучшие практики оценки УВС и продолжить сближение этих классификаций, но и создаст дополнительные условия для гармонизации РКЗ с другими национальными классификациями. **①**

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477. Доступно на: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-minprirody-rossii-ot-01112013-n-477/> (обращение 05.04.2024).
2. Система управления углеводородными ресурсами (Petroleum Resources Management System, PRMS), разработана в 2007 году Обществом инженеров-нефтяников (SPE). Доступно на: https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf (обращение 05.04.2024).
3. Рамочная классификация ресурсов Организации Объединенных наций, 2019 год. Доступно на: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/1922546_R_ECE_ENERGY_125_WEB.pdf (обращение 05.04.2024).
4. Забродин Д.П., Титков Е.А. Еще раз о выборе стандарта для системы суверенного аудита запасов углеводородного сырья // Георесурсы. 2023. Октябрь.

UDC 553.04

V.G. Bratkova, General Director of International Center of Excellence for Sustainable Natural Resources Management¹, info@ice-srm.ru

A.N. Shandrygin, Dr. Sc. (Technology), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ²

K.S. Kharchenko, Deputy General Director for Geology and Development of Oil and Gas Research Center 3 of Moscow State University³

L.Yu. Goryunov, Deputy General Director, International Center of Excellence for Sustainable Natural Resources Management¹, info@ice-srm.ru

O.S. Salikova, Project Manager, International Center of Excellence for Sustainable Natural Resources Management¹, salikova@ice-srm.ru

I.N. Bazarevskaya, Project Manager, International Center of Excellence for Sustainable Natural Resources Management¹, info@ice-srm.ru

¹8, bldg. 5A, Barrikadnaya str., Moscow, 123242, Russia.

²15 bldg. 1, Gazovikov str., poselok Razvilka, urban district Leninsky, Moscow region, 142717, Russia.

³1 bldg. 77, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russia.

Differences between the Russian Classification of Hydrocarbon Reserves and the PRMS Classification. Myths and Reality

Abstract. The article presents an analysis of the approaches implemented in the Russian classification of oil and flammable gases (RKZ) and the PRMS classification, assesses the real differences between the two classifications, and offers recommendations for improving the RKZ with the aim of harmonizing with the PRMS classification and the UN Framework Classification of Resources.

Keywords: inventory audit; inventory valuation; hydrocarbon raw materials; inventory classification; probabilistic assessment.

References

1. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefiti i goriuchikh gazov, utverzhdenaia prikazom Minprirody Rossii ot 1 noiabria 2013 g. № 477* [Classification of reserves and resources of oil and flammable gases, approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated November 1, 2013 No. 477]. Available at: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-minprirody-rossii-ot-01112013-n-477/> (accessed 5 April 2024).
2. *Sistema upravleniia uglevodородnymi resursami (Petroleum Resources Management System, PRMS), razrabotana v 2007 godu Obshchestvom inzhenerov-neftianikov (SPE)* [Petroleum Resources Management System (PRMS), developed in 2007 by the Society of Petroleum Engineers (SPE)]. Available at: https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf (accessed 5 April 2024).
3. *Ramochnaia klassifikatsiia resursov Organizatsii Ob"edinennykh natsii, 2019 god* [United Nations Framework Classification of Resources, 2019]. Available at: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/1922546_R_ECE_ENERGY_125_WEB.pdf (accessed 5 April 2024).
4. Zbrodin D.P., Titkov E.A. *Eshche raz o vybore standarta dlia sistemy suverenno auditu zapasov uglevodородnogo syr'ia* [Once again about the choice of a standard for the system of sovereign audit of hydrocarbon reserves]. *Georesursy* [Georesources], 2023, October.



И. И. Гарифуллин
ПАО «ЛУКОЙЛ»¹
отдел запасов нефти и газа
начальник отдела
Ilfat.Garifullin@lukoil.com



А. В. Кузьмичева
ПАО «ЛУКОЙЛ»
отдел запасов нефти и газа
главный специалист
Anastasiya.V.Kuzmicheva@lukoil.com



Н. В. Дорофеев
ПАО «ЛУКОЙЛ»
отдел запасов нефти и газа
старший менеджер
Nikita.Dorofeev@lukoil.com



Е. И. Кашинцев
ПАО «ЛУКОЙЛ»
управление разработки нефтяных и газовых
месторождений Западно-Сибирского
и Приволжского регионов
старший менеджер
Egor.Kashintsev@lukoil.com



Т. В. Иваненко
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»²
управление проектного сопровождения
разработки
главный специалист
Tatyana.V.Ivanenko@lukoil.com

Совершенствование нормативно-правовой базы как драйвер развития нефтегазовой отрасли

¹Россия, 101000, Москва, Сретенский бульвар, 11.
²Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 143а.

Авторы приводят результаты экспертизы запасов УВС за прошедший 2023 г., об-
суждают актуальные вопросы по совершенствованию нормативных документов
по подсчету запасов углеводородов и проектированию разработки, дают
предложения по повышению информативности процесса проведения
государственной экспертизы и апробации новой отчетности, отмечают
необходимость продолжения гармонизации регламентирующих документов

Ключевые слова: нормативно-правовые документы; подсчет запасов; проектно-технологический документ; оценка запасов
растворенного газа; подсчетные параметры; пробная эксплуатация скважин; нерентабельные запасы; классификатор ТриЗ;
налоговое стимулирование; личный кабинет недропользователя; государственная отчетность; унификация требований

В 2023 г. исполнилось 10 лет с момента утверждения Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477) [1]. За истекший период произошла полная трансформация нормативно-правового регулирования в области подсчета и экспертизы запасов углеводородного сырья.

Завершился непростой переходный период, где основной объем работы по совершенствованию и изменению нормативно-правового поля выпал на долю коллектива ФБУ «ГКЗ». Компания «ЛУКОЙЛ» выражает признательность коллективу ФБУ «ГКЗ» за слаженную работу и методическую поддержку, когда удавалось совместно находить решения в спорных ситуациях в прошедшем году.

Основываясь на вступивших в силу с 1 сентября 2023 г. Правилах проведения госэкспертизы запасов (утверждены постановлением Правительства РФ от 01.03.2023 № 335) [2], заседания экспертных комиссий переведены в «закрытый» формат, при котором участие недропользователей и авторов не предусмотрено, что продиктовано сокращением сроков экспертизы и необходимостью выстраивания более динамичного процесса. Однако, как показала практика, такой подход имеет ряд неочевидных изначально недостатков, таких как увеличение трудоемкости экспертизы и снижение ее объективности при отсутствии оперативной обратной связи с недропользователем и авторами, увеличение нагрузки на сотрудников ФБУ «ГКЗ» по оформлению дополнительных запросов. Главным же недостатком является отсутствие возможности научной дискуссии и обмена мнениями в процессе обсуждения, что было особенно критично для месторождений со сложным строением, где при геологическом моделировании использованы новые концептуальные подходы.

Компания «ЛУКОЙЛ» выступает за формализацию данного формата заседаний по четким критериям и сохранение возможности проведения очных заседаний экспертной комиссии ГКЗ при наличии вопросов и замечаний к представленным на госэкспертизу материалам, требующих ответов и пояснений. В первую очередь это относится к сложным по геологическому строению и приоритетным для Компании месторождениям.

В последние годы в эстафету законодательства активно включился коллектив ФГБУ «Росгеолфонд», которому предстоит кардинально изменить государственную систему учета запасов углеводородов и провести модернизацию системы учета геологической информации о недрах.

Профильные специалисты в области геологии и разработки Группы компаний «ЛУКОЙЛ» принимали непосредственное участие в формировании нового методического и правового поля посредством внесения предложений, которые озвучивались на ежегодных научно-практических конференциях, а также принимали участие в заседаниях экспертно-технических советов ФБУ «ГКЗ» по вопросам изменения нормативно-правовых актов.

Совершенствование нормативно-правовых актов в части подсчета запасов

Предложения Компании обсуждались, часть из них была учтена в ходе заседаний экспертно-технического совета при актуализации в 2022 г. «Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» (утверждены приказом Минприроды России от 28.12.2015 № 564) [3], в 2021 г. – Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р) [4].

Новая редакция Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (одобрена протоколом ЭТС ГКЗ от 13.05.2021 № 6) [5] включала существенные и необходимые изменения в части подходов к выделению категорий запасов, в том числе в районах скважин с горизонтальным окончанием, критериев выделения запасов категории C_1 на открываемых месторождениях в акватории морей, расчета значений КИН при переводе запасов из одной категории в другую без составления нового проектного документа, объединения месторождений и других уточнений, однако до настоящего времени изменения так и не были утверждены.

Очевидно, что длительный процесс согласования и утверждения документов по итогам работы в 2021–2023 гг. и появление новых предложений по совершенствованию нормативно-правовых актов не способствует своевременной актуализации нормативной базы.

Вместе с тем, в случае проведения новой актуализации предлагаем рассмотреть дополнительные предложения Компании для включения в новую редакцию Методических рекомендаций:

- дополнить Методические рекомендации перечнем критериев для объединения нескольких мелких месторождений на одном участке недр. Частично критерии уже сформулированы в новой редакции Методических рекомендаций, направленной на утверждение – это степень

Экспресс-методы оценки НИЗ РГ	
1. $НИЗ_{Н \cdot ГС_{Н^{нач}}}$	<ul style="list-style-type: none"> + традиционный метод - не учитывает исторические изменения начального газосодержания в рамках ПЗ/ОПЗ - не учитывает исторические изменения в подходах к закрытию добычи РГ - не учитывает исторические колебания ГФ - не учитывает РГ, содержащийся в попутно-добываемой воде - часто приводит к необеспеченности добычи РГ остаточными запасами
2. $\Sigma Q_{РГ} + ОИЗ_{Н \cdot ГС_{Н}}$	<ul style="list-style-type: none"> • применим при стабильно близких значениях текущего ГФ и последнего утвержденного ГС, но значительной разнице между накопленным ГФ и последним утвержденным ГС
3. $\Sigma Q_{РГ} + ОИЗ_{Н \cdot ГФ^{ТЕК}}$	<ul style="list-style-type: none"> • применим при стабилизации текущих значений ГФ, но существенном их отличии от утвержденного ГС и накопленного ГФ
4. $\Sigma Q_{РГ} + ОИЗ_{Н \cdot ГФ^{НАК}}$	<ul style="list-style-type: none"> • применим при нехарактерном изменении текущего ГФ, значительной разнице между накопленным ГФ и последним утвержденным ГС
5. $\Sigma Q_{РГ} + Q_{РГ}^{ТЕК} \cdot (ОИЗ_{Н \cdot ГС_{Н}} / Q_{Н}^{ТЕК})$	<ul style="list-style-type: none"> • обеспечивает равную кратность запасов нефти и РГ
6. $\Sigma Q_{РГ} + \underbrace{\Sigma (Q_{Н \cdot ГС_{Н}} + Q_{В \cdot ГС_{В}})}_{\text{сумма по годам за проектный период}}$	<ul style="list-style-type: none"> • учитывает РГ, содержащийся в попутно-добываемой воде, требует наличия исследований по определению газосодержания пластовых вод
Методика определения КИРГ с применением трехмерного моделирования	
7. ГДМ (3-фазная модель фильтрации)	<ul style="list-style-type: none"> + учитывает физические процессы в пласте - применима только на новых месторождениях, без исторических неопределенностей в учете добычи РГ - необходимо наличие исследований РГ, ОФП в системе нефть-газ и создание PVT-модели - требует существенного увеличения вычислительных мощностей -кратно увеличивает время расчета вариантов - методика рассматривалась на ЭТС ГКЗ, но не доработана и не согласована

Рис. 1.

Предлагаемые подходы по расчету извлекаемых запасов растворенного газа на месторождениях с длительной историей разработки

промышленного освоения и выполнение лицензионных обязательств. Возможно, стоит рассмотреть вопрос о включении дополнительных критериев – геологических, инфраструктурных, экономических;

- предусмотреть возможность выделения категории А не по шагу сетки, а по площади зоны дренирования эксплуатационных скважин, обоснованной на гидродинамической модели;

- предусмотреть возможность при составлении проекта пробной эксплуатации на разведываемом месторождении, запасы которого проходили экспертизу до 2016 г., не проходить процедуру актуализации запасов посредством совместного предоставления на экспертизу оперативного изменения состояния запасов, при условии отсутствия новой геолого-геофизической информации с момента последнего рассмотрения. Это позволит сохранить преемственность ранее принятых решений о геологическом строении месторождения.

Самым главным событием в области подсчета запасов УВС в 2024 г. обещает стать обсуждение новой редакции Методических рекомендаций по подсчету запасов нефти и газа объемным методом, разработка которой в настоящее время осуществляется Рабочей группой под руководством ФБУ «ГКЗ».

Ожидаем, что новая редакция будет включать лучшие наработки в области определения подсчетных параметров, прошедшие ЭТС ГКЗ за последние годы. В частности раздел, посвященный определению петрофизических и ди-

намических параметров для негидрофильных коллекторов с целью корректного расчета Кн, представленный Компанией (протокол ЭТС ГКЗ от 01.12.2020 № 32) [6, 7].

Также предлагаем в новой редакции Методических рекомендаций по подсчету запасов УВС объемным методом предусмотреть различные варианты расчета запасов растворенного газа для длительно разрабатываемых месторождений, на которых зачастую отсутствует возможность воспроизведения показателей исторической добычи растворенного газа на гидродинамической модели. Некоторые примеры расчетов приведены на **рис. 1**.

По-прежнему актуален вопрос унификации отличающихся требований нормативных документов, предъявляемых к материалам отчетов по подсчету запасов УВС при их подготовке и при последующей передаче в фонды геологической информации. Примером единых требований может служить ГОСТ Р 53579-2009 [7, 8]. Это позволит сократить трудозатраты и сэкономить ресурсы, логично реализуя принципы цифровизации в сфере недропользования.

Актуализация нормативно-правовых актов по разработке месторождений УВС

Важным направлением работы в 2023 г. стало участие Компании в работе межведомственной рабочей группы по совершенствованию нормативно-правового регулирования и процедур подготовки проектных технических документов с целью их использования для обоснования

налоговых стимулов в 2022–2023 гг.: по двум пилотным месторождениям на ЦКР защищены технические проекты разработки с обоснованием мер государственной поддержки (налогового стимулирования).

Также подготовлены предложения в Правилах подготовки технических проектов разработки УВС [9]:

– в Раздел V «Основные требования к проектированию разработки месторождений УВС» добавлен п. 5.3.7 о возможности рассчитывать и включать в проектно-технологические документы (ПТД) варианты разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом с учетом мер государственной поддержки;

– в Раздел VI «Содержание разделов ПТД» добавлен п. 6.19 «Обоснование налоговых стимулов с целью вовлечения в добычу нерентабельных запасов углеводородов»;

– включено Приложение № 6 «Экономическая оценка в режиме НДД»;

– в ФБУ «ГКЗ» направлены замечания и предложения по доработке глав 3, 5, 6, 7, табличных приложений.

Предлагается провести совместное обсуждение в рамках межведомственной рабочей группы результатов выполненных работ для дальнейшейшего поиска путей вовлечения в разработку нерентабельных запасов.

В 2021 г. постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 № 2127 [10] утверждены новые «Правила подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых...», не предусматривающие такие виды существовавших ранее проектных документов, как проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин.

Исключение этих видов ПТД привело к затягиванию сроков ввода в эксплуатацию новых залежей, особенно в удаленных северных регионах. Формально отсутствует возможность на примере ввода в эксплуатацию поисково-разведочных скважин проверить качество подготовки запасов УВС к освоению, уточнить промысловые характеристики залежей, оценить оптимальные режимы работы скважин и корректность принимаемых проектных решений перед разбуриванием эксплуатационным фондом, получить более точную оценку извлекаемых запасов, провести исследовательские работы.

Предлагаемые изменения направлены на исключение административного барьера путем возвращения проекта опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины и проекта пробной эксплуатации единичных разведочных

скважин в соответствующие НПА для возможности осуществления пробной откачки поисковой/разведочной скважины перед переводом ее в эксплуатацию.

Кроме этого, повторно предлагается рассмотреть возможность представления на госэкспертизу по морским месторождениям ТСП совместно с оперативным изменением запасов для актуализации категорий и перевода в разрабатываемые вне зависимости от величины месторождения [7], что позволит оптимально распределить ресурсы всех сторон. Дальнейшее уточнение геологического строения месторождения может быть проведено в процессе разработки.

Совершенствование государственной отчетности и сдачи геологической информации в фонды

Еще одним значимым законодательным событием 2023 г. стало введение новой геологической и государственной отчетности, которая призвана уже с 2025 г. заменить некоторые существующие формы статистического наблюдения, в том числе форму 6-гр. Новые виды отчетности включены в Перечень интерпретированной геологической информации о недрах, представляемой пользователем недр в фонды геологической информации, который утвержден приказом Минприроды России и Федерального агентства по недропользованию от 23.08.2023 № 72450/№ 548/05 [12].

В настоящее время заполнение новых форм через Личный кабинет недропользователя осуществляется временно посредством ручного ввода ранее учтенной информации. Оперативные разъяснения специалистов, предоставляемые посредством официального телеграм-канала Роснедр, пока не в полной мере снимают возникающие вопросы.

Учитывая важность правильного отражения сведений в Государственном балансе запасов, а также огромный массив данных, подлежащих заполнению и проверке, считаем целесообразным продлить переходный период до момента, когда новые формы полностью пройдут проверку, а процесс занесения информации о выданных лицензиях, обязательствах будет автоматизирован и апробирован недропользователями.

У Компании есть несколько предложений по усовершенствованию Личного кабинета недропользователя, которые, уверены, позволят сделать его интерфейс функциональным и полным:

– доработать интерфейс модуля с отображением названия месторождения, статуса прохождения экспертизы;

– дополнить модуль интерфейсом подписания экспертного заключения и протокола Роснедра в электронном виде (отказ от бумажных протоколов);

– рассмотреть возможность дополнения процесса государственной экспертизы модулем получения оперативной информации от экспертов и кураторов ГКЗ и ответа на нее;

– добавить возможность редактирования данных при заполнении личных данных, при входе через ЕСИА.

Новые направления развития нефтегазовой отрасли

В последние годы набирают темп новые направления развития нефтегазовой отрасли в связи с современными тенденциями – повышение эффективности работы нефтегазовых компаний и снижение внешней зависимости государства от источников различного сырья, а также государственной политикой по декарбонизации и актуализацией климатической стратегии на ближайшее десятилетие.

Каждое из новых направлений характеризуется необходимостью создания и актуализации нормативной базы для беспрепятственной реализации проекта, а также не до конца определенными следствиями государственной политики в сфере налогового регулирования и предоставления преференций для проектов, связанных с процессами декарбонизации отрасли.

В рамках реализации проектов по подземному хранению диоксида углерода Федеральным агентством по недропользованию в 2021 г. создана Рабочая группа с включением представителей всех ведущих нефтегазовых компаний для разработки комплекса мероприятий по созданию условий для формирования системы оборота углекислого газа в РФ (приказ Роснедра от 18.10.2021 № 528).

В 2021–2023 гг. внесены изменения в Закон РФ «О недрах», ФГКУ «Росгеолэкспертиза» и ФБУ «ГКЗ» сформирована вся необходимая нормативно-правовая база для геологического изучения участка недр для перехода на этап проектирования закачки [13–14].

На сегодняшний день в разработке находятся Методические рекомендации по созданию технического проекта на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, предназначенных для подземного размещения углекислого газа.

По экспертным оценкам, полный цикл подготовки и согласования проекта подземного хранения диоксида углерода от начала геологического изучения до получения в го-

сорганах разрешения на закачку займет от 5 до 7 лет.

В связи с динамически развивающимся климатическим законодательством стран-экспортеров продукции российских компаний представляется необходимым сформировать

В связи с динамически развивающимся климатическим законодательством стран-экспортеров продукции российских компаний представляется необходимым сформировать благоприятные условия для компаний, готовых к реализации проектов по захоронению крупных объемов диоксида углерода

благоприятные условия для компаний, готовых к реализации проектов по захоронению крупных объемов диоксида углерода.

Крайне важно активизировать работы с основными экспортерами по взаимной гармонизации подходов к оценке учета выбросов диоксида углерода в атмосферу, а также ускоренной подготовке межгосударственной нормативно-правовой базы.

Касательно направления по добыче попутных компонентов из попутно-добываемой воды нефтегазовых месторождений необходимо отметить ключевые факторы, которые подталкивают нефтегазовые компании к началу реализации подобных проектов – это снижение зависимости государства от внешних источников и повышение капитализации действующих проектов. Текущая рыночная цена минерального сырья на внешнем рынке, развитие технологий внутри страны, а также ограниченные рынки реализации продукции, делают работу над проектами по добыче попутных компонентов убыточной для компаний с учетом оцененных концентраций компонентов в традиционных регионах добычи нефти, что в свою очередь требует подготовки нормативно-правовой базы, позволяющей компаниям реализовывать проекты, а также регулирования налогового законодательства, как, например, учета затрат на реализацию проекта в рамках режима НДД на действующих активах и т.д.


Выводы

Прошедший год работы позволил Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых и компаниям-недропользователям получить новый опыт и актуализировать ряд нормативных документов.

Продолжается работа по актуализации нормативно-правовых документов по проектированию разработки, подсчету запасов и государственному учету запасов углеводородов. Для формирования единого нормативного поля ведется модернизация системы учета геологической информации о недрах и классификато-

ра ТриЗ, актуализируется Положение об этапах и стадиях ГРП и пр.

Появляются новые направления развития нефтегазовой отрасли в связи с современными тенденциями развития.

Компания «ЛУКОЙЛ» принимает активное участие в рассмотрении новых проектов нормативных документов, мы выражаем благодарность Министерству природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральному агентству по недропользованию (Роснедра) и ФБУ «ГКЗ» за предоставленную возможность. 

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477). Доступно на <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (обращение 16.04.2024).
2. Правила проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о представляемых в пользование участках недр, определения размера и порядка взимания платы за ее проведение (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.03.2023 № 335). Доступно на <https://docs.cntd.ru/document/1300914562> (обращение 16.04.2024).
3. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564). Доступно на <https://docs.cntd.ru/document/420332794> (обращение 16.04.2024).
4. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-р). Доступно на <https://base.garant.ru/71427076/?ysclid=lular2lfkv737820520> (обращение 16.04.2024).
5. Протокол № 6 от 13.05.2021 заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. Доступно на <https://gkz-rf.ru/ets/protokoly-zasedaniy-ets> (обращение 16.04.2024).
6. Протокол № 32 от 01.12.2020 заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. Методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Доступно на <https://gkz-rf.ru/ets/protokoly-zasedaniy-ets> (обращение 16.04.2024).
7. Гарифуллин И.И., Кузьмичева А.В., Погонищева Е.В., Иваненко Т.В. Актуальные вопросы по совершенствованию нормативной базы в сфере недропользования // Геология и недропользование. 2023. № 1(11). С. 50–56.
8. ГОСТ Р 53579-2009 «Отчёт о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению» (утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2009 № 877-ст). Доступно на <https://docs.cntd.ru/document/1200076830> (обращение 16.04.2024).
9. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 № 639). Доступно на <https://base.garant.ru/72804616/?ysclid=lus3zoys2220956787> (обращение 16.04.2024).
10. Правила подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 30.11.2021 № 2127). Доступно на <https://base.garant.ru/403138267/?ysclid=lus40s7ir8355805110> (обращение 16.04.2024).
11. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федерального агентства по недропользованию от 23.08.2023 № 548/05 «Об утверждении перечней первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах, представляемых пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, фонды геологической информации субъектов Российской Федерации по видам пользования недрами и видам полезных ископаемых». Доступно на <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406349431/?ysclid=lus5533foz259161923> (обращение 16.04.2024).
12. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/?ysclid=lusdej3qoq665082410 (обращение 16.04.2024).

13. Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода, подготовлены ФГКУ «Росгеолэкспертиза». Доступно на: Экспертиза проектов ГИН- Экспертиза проектов геологического изучения недр (rgexr.ru) (обращение 16.04.2024).

14. Протокол от 18.08.2023 № 03-17/7-пр заседания Секции геологии и лицензирования нефти и газа, подземных вод и сооружений Научно-технического совета Федерального агентства по недропользованию. Методические рекомендации по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения углекислого газа. Доступно на https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_vyboru_uchastkov_so2.pdf?ysclid (обращение 16.04.2024).

UDC 553.04

I.I. Garifullin, Head of Oil and Gas Reserves Department, PJSC LUKOIL¹, Ifat.Garifullin@lukoil.com
A.V. Kuzmicheva, Chief Specialist of Oil and Gas Reserves Department, PJSC LUKOIL¹, Anastasiya.V.Kuzmicheva@lukoil.com
N.V. Dorofeev, Senior Manager of Oil and Gas Reserves Department, PJSC LUKOIL¹, Nikita.Dorofeev@lukoil.com
E.I. Kashintsev, Senior Manager of Department for the Development of Oil and Gas Fields of the West Siberian and Volga Regions, PJSC LUKOIL¹, Egor.Kashintsev@lukoil.com
T.V. Ivanenko, Chief Specialist of Development Project Support Management, LLC “LUKOIL–Engineering”², Tatyana.V.Ivanenko@lukoil.com

¹11 Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russia.

²143a Republic str., Tyumen, 625000, Russia.

Improving the Regulatory Framework as a Driver for the Development of the Oil and Gas Industry

Abstract. The authors present the results of the examination of hydrocarbon reserves for the past 2023, discuss current issues on improving regulatory documents for calculating hydrocarbon reserves and designing developments, make proposals for increasing the information content of the state examination process and approbation of new reporting, note the need to continue harmonization of regulatory documents.

Keywords: regulatory documents; inventory counting; design and technological document; assessment of dissolved gas reserves; counting parameters; trial operation of wells; unprofitable inventories; TrIZ classifier; tax incentives; personal account of the subsoil user; government reporting; unification of requirements.

References

1. *Klassifikatsiya zapasov i resursov nefi i goriuchikh gazov (utverzhdena prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii ot 01.11.2013 № 477)* [Classification of reserves and resources of oil and flammable gases (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated November 1, 2013 No. 477)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (accessed 16 April 2024).
2. *Pravila provedeniia gosudarstvennoi ekspertizy zasposv poleznykh iskopayemykh i podzemnykh vod, geologicheskoi informatsii o predstavliaemykh v pol'zovanie uchastkakh nedr, opredeleniia razmera i poriadka vzimaniia platy za ee provedenie (utverzhdeny postanovleniem Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 01.03.2023 № 335)* [Rules for conducting state examination of mineral reserves and groundwater, geological information on subsoil plots submitted for use, determining the amount and procedure for collecting fees for its conduct (approved by Decree of the Government of the Russian Federation dated March 1, 2023 No. 335)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/1300914562> (accessed 16 April 2024).
3. *Trebvaniia k sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuu ekspertizu materialov po podschetu zasposv nefi i goriuchikh gazov (utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii ot 28.12.2015 № 564)* [Requirements for the composition and rules for the design of materials submitted for state examination on the calculation of reserves of oil and flammable gases (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated December 28, 2015 No. 564)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/420332794> (accessed 16 April 2024).
4. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu Klassifikatsii zasposv i resursov nefi i goriuchikh gazov (utverzhdeny rasporyazheniem Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii ot 01.02.2016 № 3-r)* [Methodological recommendations for the application

of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by the order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated 01.02.2016 No. 3-r).]. Available at: <https://base.garant.ru/71427076/?ysclid=lular2lfkv737820520> (accessed 16 April 2024).

5. *Protokol № 6 ot 13.05.2021 zasedaniia seksii uglevodorodnogo syr'ia Ekspertno-tehnicheskogo soveta Gosudarstvennoi komissii po zapasam poleznykh iskopaemykh* [Minutes No. 6 of 05/13/2021 of the meeting of the hydrocarbon raw materials section of the Expert and Technical Council of the State Commission for Mineral Reserves]. Available at: <https://gkz-rf.ru/ets/protokoly-zasedaniy-ets> (accessed 16 April 2024).

6. *Protokol № 32 ot 01.12.2020 zasedaniia seksii uglevodorodnogo syr'ia Ekspertno-tehnicheskogo soveta Gosudarstvennoi komissii po zapasam poleznykh iskopaemykh. Metodicheskie rekomendatsii po opredeleniiu koeffitsienta neftenasyshchennosti negidrofilynykh kollektorov pri podschete zapasov nefiti mestorozhdeniiu OOO «LUKOIL-Komi» v Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provintsii* [Minutes No. 32 of 12/01/2020 of the meeting of the hydrocarbon raw materials section of the Expert and Technical Council of the State Commission for Mineral Reserves. Methodological recommendations for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating oil reserves of the fields of LUKOIL-Komi LLC in the Timan-Pechora oil and gas province]. Available at: <https://gkz-rf.ru/ets/protokoly-zasedaniy-ets> (accessed 16 April 2024).

7. Garifullin I.I., Kuz'micheva A.V., Pogonishcheva E.V., Ivanenko T.V. *Aktual'nye voprosy po sovershenstvovaniuu normativnoi bazy v sfere nedropol'zovaniia* [Current issues on improving the regulatory framework in the field of subsoil use]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsoil use], 2023, no. 1(11), pp. 50–56.

8. *GOST R 53579-2009 «Otchet o geologicheskom izuchenii nedr. Obshchie trebovaniia k sodержaniuu i oformleniiu» (utverzhen i vveden v deistvie prikazom Federal'nogo agentstva po tekhnicheskomu regulirovaniuu i metrologii ot 15.12.2009 № 877-st)* [GOST R 53579-2009 "Report on geological study of subsoil. General requirements for content and design" (approved and put into effect by order of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology dated December 15, 2009 No. 877-st)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/1200076830> (accessed 16 April 2024).

9. *Pravila podgotovki tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia (utverzheny prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii ot 20.09.2019 № 639)* [Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated September 20, 2019 No. 639)]. Available at: <https://base.garant.ru/72804616/?ysclid=lus3zoyvs2220956787> (accessed 16 April 2024).

10. *Pravila podgotovki, soglasovaniia i utverzheniia tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh, tekhnicheskikh proektov stroitel'stva i ekspluatatsii podzemnykh sooruzhenii, tekhnicheskikh proektov likvidatsii i konservatsii gornykh vyrabotok, burovykh skvazhin i innykh sooruzhenii, svyazannykh s pol'zovaniem nedrami, po vidam poleznykh iskopaemykh i vidam pol'zovaniia nedrami (utverzheny postanovleniem Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 30.11.2021 № 2127)* [Rules for the preparation, coordination and approval of technical projects for the development of mineral deposits, technical projects for the construction and operation of underground structures, technical projects for the liquidation and conservation of mine workings, boreholes and other structures related to the use of subsoil, by type of mineral resources and type of subsoil use (approved by Decree of the Government of the Russian Federation dated November 30, 2021 No. 2127)]. Available at: <https://base.garant.ru/403138267/?ysclid=lus40s7ir8355805110> (accessed 16 April 2024).

11. *Prikaz Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii i Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniuu ot 23.08.2023 № 548/05 «Ob utverzhenii perechnei pervichnoi geologicheskoi informatsii o nedrakh i interpretirovannoi geologicheskoi informatsii o nedrakh, predstavliaemykh pol'zovatelem nedr v federal'nyi fond geologicheskoi informatsii i ego territorial'nye fondy, fondy geologicheskoi informatsii sub"ektov Rossiiskoi Federatsii po vidam pol'zovaniia nedrami i vidam poleznykh iskopaemykh»* [Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation and the Federal Agency for Subsoil Use dated August 23, 2023 No. 548/05 "On approval of lists of primary geological information about the subsoil and interpreted geological information about the subsoil submitted by the subsoil user to the Federal Geological Information Fund and its territorial funds, funds of geological information of the constituent entities of the Russian Federation by types of subsoil use and types of minerals."]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406349431/?ysclid=lus5533foz259161923> (accessed 16 April 2024).

12. *Zakon Rossiiskoi Federatsii ot 21.02.1992 № 2395-I «O nedrakh»* [Law of the Russian Federation dated February 21, 1992 No. 2395-I "On subsoil"]. Available at: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/?ysclid=lusdej3qqoq665082410 (accessed 16 April 2024).

13. *Metodicheskie rekomendatsii po podgotovke proektnoi dokumentatsii na osushchestvlenie rabot po geologicheskomu izucheniiu i otsenke prigodnosti uchastkov nedr dlia stroitel'stva i ekspluatatsii podzemnykh sooruzhenii, ne svyazannykh s dobychei poleznykh iskopaemykh, s tsel'iu razmeshcheniia v plastakh gornykh porod dioksida ugleroda, podgotovleny FGKU «Rosgeolekspertiza»* [Methodological recommendations for the preparation of project documentation for the implementation of work on geological study and assessment of the suitability of subsoil areas for the construction and operation of underground structures not related to mining, for the purpose of placing carbon dioxide in rock layers, were prepared by the Federal State Institution "Rosgeolekspertiza"]. Available at: [Ekspertiza proektov GIN - Ekspertiza proektov geologicheskogo izucheniia nedr \(rgexp.ru\)](https://www.fgku.ru/ru/press/press-releases) (accessed 16 April 2024).

14. *Protokol ot 18.08.2023 № 03-17/7-pr zasedaniia Seksii geologii i litsenzirovaniia nefiti i gaza, podzemnykh vod i sooruzhenii Nauchno-tehnicheskogo soveta Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniuu. Metodicheskie rekomendatsii po obosnovaniuu prigodnosti uchastkov nedr dlia stroitel'stva i ekspluatatsii podzemnykh sooruzhenii, ne svyazannykh s dobychei poleznykh iskopaemykh, s tsel'iu razmeshcheniia uglekislogo gaza* [Protocol of August 18, 2023 No. 03-17/7-pr of the meeting of the Section of Geology and Licensing of Oil and Gas, Groundwater and Structures of the Scientific and Technical Council of the Federal Agency for Subsoil Use. Methodological recommendations for justifying the suitability of subsoil areas for the construction and operation of underground structures not related to mining for the purpose of storing carbon dioxide]. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_vyboru_uchastkov_so2.pdf?ysclid (accessed 16 April 2024).



А.В. Погодаев
канд. геол.-мин. наук
ИПНГ СО РАН¹
Якутский научный центр СО РАН
старший научный сотрудник
alexandr.pogodaev@gmail.com

Гидрогеологические условия нефтегазоносности Вилюйской синеклизы и центральных областей Предверхоанского прогиба*

¹Россия, Республика Саха (Якутия), 677980, Якутск, ул. Петровского, 2.

На основе установленных закономерностей размещения газовых месторождений и залежей Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области обосновываются перспективные зоны возможного нефтегазонакопления в пермских и триасовых отложениях Предверхоанского прогиба в пределах Берге-Олойского вала и зоны Китчанских поднятий, определяемые положительными структурными элементами и благоприятными гидродинамическими режимами

Ключевые слова: Хапчагайский мегавал; Китчанское поднятие; Олойская структура; неджелинский резервуар; зоны нефтегазонакопления; газоконденсатные залежи; поисковое бурение

* Статья подготовлена в рамках НИР ИПНГ СО РАН г. Якутск, выполняемой за счет средств федерального бюджета. Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, код (шифр) научной темы FWRS-2021-0001

Первые сведения о гидрохимии, динамике и геотермии глубоких горизонтов мезозоя Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба получены по материалам бурения и опробования опорных скважин: Вилюйской (Ю.Д. Горшенин и др, 1954), Намской (Е.И. Сарычев и др. 1956), и Бахынайской (Г.А. Падва, и др. 1956; Л.А. Грубов 1959). Ранее работы поискового бурения на нефть и газ были сконцентрированы в центральной части Предверхоанского прогиба (табл. 1) на Китчанской, Сангарской и Усть-Вилюйской структурах, подготовленных сейсморазведкой МОВ в комплексе со структурным колонковым бурением, именно здесь в 1956 г. было открыто первое в Якутии газовое месторождение – Усть-Вилюйское. К северу от него в 1961 г. было выявлено Собо-Хаинское месторождение газа.

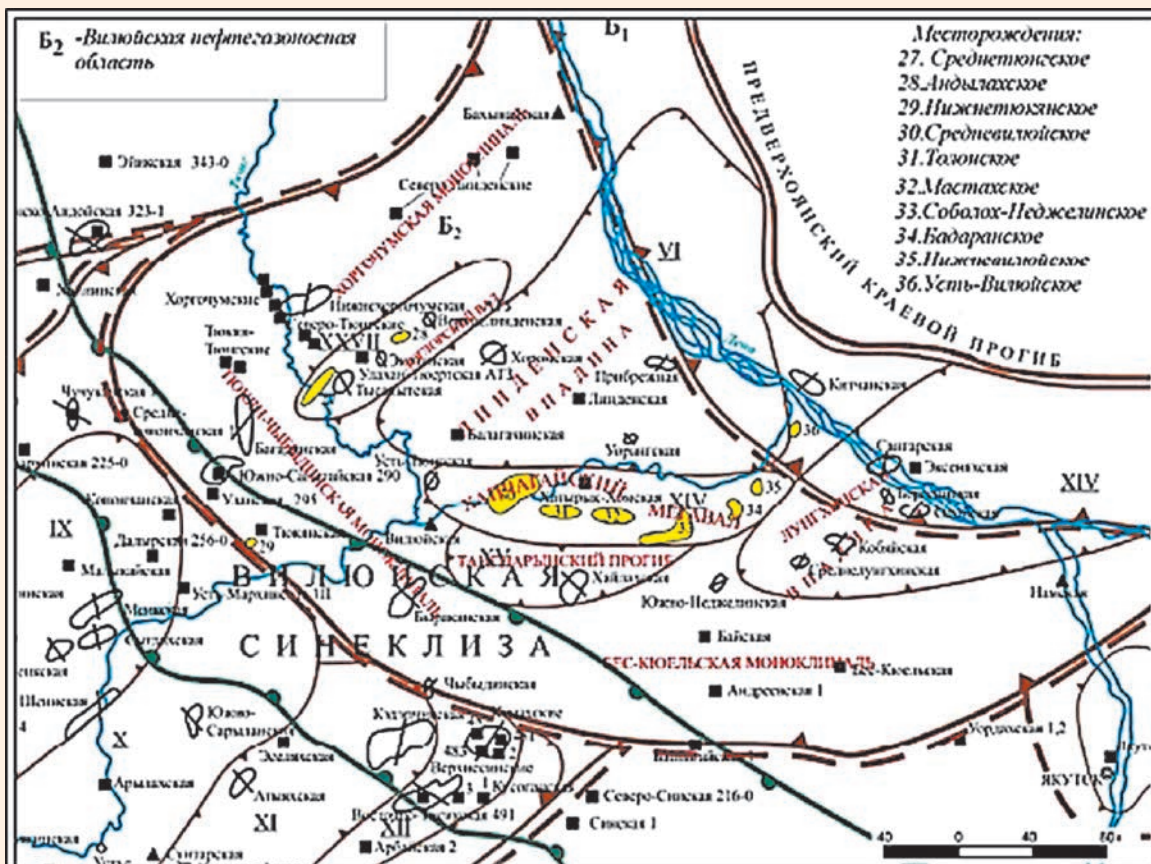
В дальнейшем, на поисковом этапе, геологоразведочные работы были развернуты в Вилюйской синеклизе, в пределах Хапчагайского мегавала, которые предопределили открытие целого ряда газоконденсатных месторождений: Бадаранского (1962), Неджелинского (1963), Средневилюйского (1963), Толонского (1966),

Мастахского (1967) и Соболюхского (1972). В 1976 г. в пределах Малыкай-Логлорской структурной зоны северо-западного борта Вилюйской синеклизы (Тюнгский нефтегазоносный район, НГР) было открыто крупное Среднетюнгское месторождение (рис. 1). В последующие годы эффективность поисково-разведочных работ на площадях Вилюйской синеклизы в плане новых открытий существенно снизилась. При этом степень освоения газовых ресурсов относительно оценок не превысила 25% [1].

Обширные неосвоенные территории восточной окраины Сибирской платформы на современном этапе изученности могут находиться в ожидании и в преддверии открытий крупных (и средних) месторождений нефти и газа, которые возможны как на арктической территории Лено-Анабарской впадины, так в северных и центральных областях Предверхоанского прогиба, а также в юго-восточной периферии платформы, в пределах Алдано-Майского прогиба. Продолжает оставаться актуальной основная задача региональных работ – изучение крупных структур территории обрамления платформы с целью выявления новых зон регионального нефтегазоаккумуляции. Необходим научно об-

Рис. 1.

Фрагмент обзорной карты размещения поисковых работ на нефть и газ на территории Республики Саха (Якутия): Б₂ – Вилюйская НГО; Б₁ – Предверхоанская НГО



№ пп	Площадь, № скв.	Категория скважин	Альtitуда, м	Возраст пород забоя (система/отдел)	Забой, м	Год бурения
1	Намская	Опорная	84,6	Триас, средний	3007	1956
2	Бахынайская, 1	Опорная	48,7	Триас, нижний	2825	1956
3	Китчанская, 1	Поисковая	74,5	Триас, средний	2101	1955
4	Сангарская, 1	Поисковая	233,0	Юра, средний	1459	1955
5	Китчанская, 2	Поисковая	73,1	Триас, нижний	2520	1959
6	Бергеинская, 1	Поисковая	69,4	Юра, верхняя	3506	1960
7	Китчанская, 3	Поисковая	169,0	Триас, нижний	2085	1961
8	Олойская, 1	Поисковая	74,66	Юра, верхний	3504	1961
9	Олойская, 2	Поисковая	74,58	Юра, верхний	3981	1961
10	Бергеинская, 2	Поисковая	70,0	Юра, верхняя	3576	1962
11	Бергеинская, 3	Поисковая	69,2	Юра, верхняя	3525	1962
12	Бергеинская, 4	Поисковая	63,1	Мел, нижний	1891	1962
13	Китчанская, 4	Поисковая	168,3	Пермь, верхний	2848	1963
14	Сангарская, 2	Поисковая	71	Триас, средний	2600	1963
15	Сангарская, 3	Поисковая	306,5	Юра, нижний	2074	1964
16	Эксеняхская, 1	Параметрическая	110	Юра, нижний	3123	1973
17	Среднелунхинская, 111	Поисковая	118,5	Триас, нижний	3977	1975
18	Кобяйская, 101	Поисковая	150,6	Юра, нижний	4141	1977
19	Сангарская, 4	Поисковая	234,8	Триас, нижний	3753	1979
20	Усть-Вилюйская, 50	Поисковая	85(?)	Пермь, верхний	4016	1979
21	Усть-Вилюйская, 52	Поисковая	90 (?)	Триас, нижний	3387	1991

Таблица 1.

Скважины, пробуренные в пределах Северо-Востока Сибирской платформы

основанный и достоверный прогноз объектов ГРП с высокой планируемой вероятностью успеха и ощутимым практическим результатом.

В современном структурном плане пассивная окраина Сибирской платформы представлена в редуцированных размерах и деформированном виде со складчато-сдвиговыми и дизъюнктивными процессами постпалеозойского тектогенеза [4]. Формирование залежей углеводородов на данной территории обусловлено многими геодинамическими и, следовательно, гидродинамическими обстановками. Главным объединяющим показателем единства водоносных комплексов может выступать их общая принадлежность к краевой депрессии Сибирской платформы и преобладавшие тектонические условия формирования региональной динамики подземных вод и связанных с этим миграционных процессов.

Нефтегазоносные отложения верхнепалеозой-мезозойского комплекса территориально преобладают и присутствуют практически повсеместно в границах Предверхоанского прогиба и Вилюйской синеклизы.

Основными тектоническими элементами Приверхоанно-Вилюйского артезианского суббассейна являются: южные склоны Анабарского массива, северный склон Алданского массива,

Вилюйская впадина, Предверхоанский краевой прогиб, осложненный наложенной кайнозойской складчатостью, и Верхоанская складчатая зона, современный (горный) рельеф, сформировавшийся в четвертичное время, амплитуда новейших поднятий до 2000 м и более. Геологический разрез осадочного чехла здесь представлен породами кайнозой-палеозойского возраста. Промышленная газоносность установлена в отложениях верхнего палеозоя-мезозоя (комплекс ПТ пермь-триас).

Основной объем поискового и разведочного бурения (свыше 300 скважин) был выполнен в пределах Вилюйской НГО. Установлено, что гидрогеологическая система мезозойских и верхнепалеозойских отложений показывает достаточно высокие уровни газонасыщенности вод углеводородным газом, преимущественно метаном. Даже самые приближенные количественные оценки свидетельствуют о значительном объеме водорастворенного газа и его существенном преобладании относительно суммарных запасов свободного газа открытых месторождений.

Нефтегазоносность следует рассматривать как свойство осадочного бассейна, его функциональное состояние в качестве природного резервуара для нефти и газа, существующее

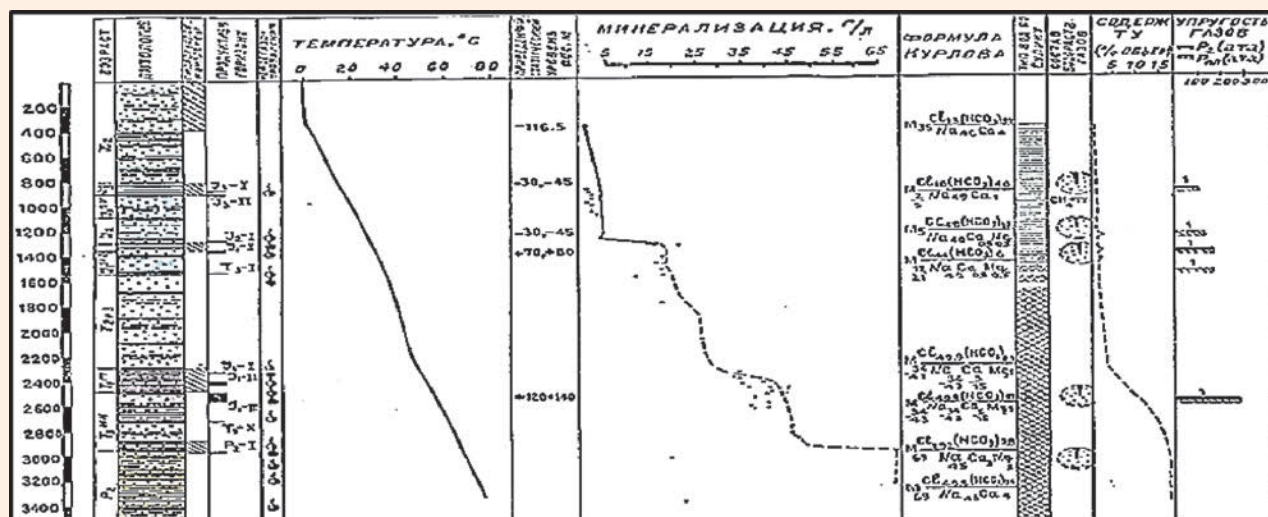


Рис. 2. Сводный гидрогеологический разрез Хатчагайского гидрогеологического района (авторский вариант по Грубову Л.А., 1975; Шабалину В.П., 1999)

на определенном этапе развития. Наиболее качественным резервуаром считаются песчано-глинистые пермские отложения, потенциал данного комплекса в полной мере не изучен и представляет большой практический интерес. Ранее с верхнепермскими горизонтами (неджелинский резервуар) связывались возможности значительного прироста промышленных запасов газа. Актуальным на протяжении многих лет остается вопрос недоосвоенности УВ-ресурсов территории.

В условиях Вилюйской синеклизы вполне очевидна приуроченность практически всех разведанных запасов газа промышленных категорий к высокоамплитудным валообразным поднятиям: к Малыкай-Логлорской структурной зоне и Хатчагайскому мегавалу, расположенным по бортам Линденской впадины.

Наличие больших концентраций углеводородных газов в пластовых водах продуктивных комплексов свидетельствует о высоком уровне современного масштаба газообразования, широком развитии процессов вертикальной и латеральной миграции, что в итоге является благоприятным фактором, способствующим образованию залежей свободного газа в ловушках с необходимыми структурными условиями. По некоторым оценкам суммарные ресурсы водорастворенных УВ-газов здесь могут составлять до 85 трлн м³[5].

Закономерности размещения и сохранности залежей нефти и газа

Закономерности в размещении и сохранности залежей нефти и газа зависят от сложной совокупности многих природных факторов, каждый из которых по своему значению так или иначе

участвует в динамичном процессе первичного формирования или переформирования залежей, ключевую роль здесь могут играть гидродинамические условия пластовых систем [6].

В хорошо изученном бурением разрезе верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской синеклизы, как уже было показано, выделяются пермский, нижнетриасовый, триас-нижнеюрский и юрско-меловой водоносные комплексы. Первые три ассоциированы с неджелинским, таганджинским и кысыл-сырским резервуарами, содержащими основные месторождения УВ в контуре Хатчагайского мегавала. Пермский комплекс, расположенный под неджелинской покрывкой, отличается от остальных водоносных комплексов своеобразными показателями минерализации, водообильности и значениями пластовых давлений (наличие АВПД).

Приведенные напоры вод ступенчато после разделяющих водоупоров увеличиваются сверху вниз по разрезу и для продуктивных отложений средней и верхней юры составляют: -30 м, -45 м; нижней юры: +70 м, +80 м; нижнего триаса: +120 м, +140 м; верхней перми до +1500 м (рис. 2).

Распределение приведенных пластовых давлений с понижением значений от центральных погруженных районов Вилюйской синеклизы к её бортам свидетельствует об элизионном характере гидродинамического режима и наличии внутренних источников питания при создании напоров (Грубов, 1975, Сурнин, 1983, Шабалин, 1999).

Проявления элизионного гидродинамического режима водоносных комплексов способствует процессам латеральной миграции УВ-флюидов. Минерализация вод возрастает с глу-

биной, в триасовом комплексе она составляет от 34 г/л до 43 г/л, в пермском – до 70–100 г/л. Воды практически бессульфатны, в них отмечено содержание брома, йода, аммония, нефтяных кислот и большого количества растворенных газов. Четкая ступенчатая дифференциация гидрогеологического разреза по солевому составу, величинам пластового давления на границах изолирующих толщ, характеру газовой зональности (*рис. 2*) наглядно иллюстрирует наличие благоприятных условий для формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции.

Газоносность нижнеюрского комплекса количественно находится в зависимости от качества экранящих свойств мономской глинистой толщи. Установленные залежи имеют, как правило, небольшие размеры по площади и по запасам, образуются при вторичном улавливании газовых потоков в процессе проявления вертикальной межрезервуарной миграции за счет переформирования залежей нижнетриасового комплекса. Это характерно для Вилюйской газоносной области в целом и проявляется во взаимосвязи на площадях, где мономская свита более опесчанена или имеет незначительную общую толщину.

Нижнетриасовые отложения (таганджинский резервуар) суммарно содержат основной объем всех установленных промышленных запасов углеводородов Вилюйской НГО. В пределах Логлорской антиклинальной зоны залежь Среднетюнговского месторождения в отложениях нижнего триаса имеет максимальную высоту 250 м и заполняет антиклинальную ловушку под замок, положение ГВК горизонтальное, с отметкой минус 2626 м. Перечисленное свидетельствует о равновесном состоянии систем нефтегазоаккумуляции и исключительных изолирующих свойствах мономской глинистой покрышки, которая в сравнении с Хапчагайским районом (толщина 130 м) возрастает по мощности до 230 м. Площадь залежи – 80 км². Пластовое давление близко к гидростатическому и равно 27,54 МПа. Пластовая температура – 60 °С. К контролирующим факторам, которые существенным образом повлияли на особенности геологического строения, закономерности формирования, размещения и сохранности триасовых залежей Хапчагайского мегавала наряду со структурным, следует отнести также изолирующую способность мономской глинистой покрышки, которая в балансе с глубиной погружения ловушки и высотой продуктивного насыщения при массивном характере заполнения в процессе газонакопления определили современные положения залежей и высоту их газового насыщения.

В строении залежей во вмещающей толще таганджинской свиты мегавала со всей очевидностью прослеживаются следующие закономерности по характеру заполнения ловушек и особенностей газонасыщенности в интервале от кровли до подошвы:

– верхняя часть таганджинской свиты, непосредственно залегающая под мономской покрышкой, содержит чисто газовые залежи, высота которых зависит от изолирующей способности перекрывающих отложений, на Средневилюйском месторождении высота залежи Т₁-III составляет 99 м, уровень ГВК -2437 м; на Толонском месторождении – высота залежи 31 м, ГВК -2583 м; на Мастахском месторождении возможная высота 10–12 м, условный ГВК -2493 м (скв. 72);

– далее следует интервал переходной зоны, с насыщением «газ – вода» и предельно газонасыщенными пластовыми водами, который участками подстилается оставшимися реликтовыми фрагментами нефтяной оторочки сохранившихся в конурах залежей Т₁-х под локальными глинистыми пропластками;

– принципиально близкое по значениям гипсометрическое положение отметок флюидных контактов (ГНК, ГВК) в залежах Т₁-х, расположенных в пределах Толонского и Мастахского месторождений указывают на то, что они на этапе формирования являлись составной частью единой крупной пластово-массивной палеозалежи [7].

Наиболее качественным резервуаром, благодаря высоким изолирующим свойствам перекрывающей 80–100-метровой глинистой толщи неджелинской свиты нижнего триаса, считаются песчано-глинистые пермские отложения [8]. Для залежей верхнепермского продуктивного комплекса Хапчагайского вала характерной отличительной чертой является наличие аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) с коэффициентом аномальности до 1,4. Положение контактов здесь наклонное, градиент наклона от 7 до 20 м на 1 км. Равновесное состояние всячих залежей в положении с наклонным ГВК обеспечивается высоким латеральным градиентом динамического напора.

Предверхоанский прогиб, центральная часть. Гидродинамические закономерности Усть-Вилюйского гидрогеологического района

На Усть-Вилюйской структуре промышленная газоносность установлена в отложениях нижнего и среднего лейаса (горизонты J₁-1, J₁-II и J₁-III). Залежь продуктивного горизонта J₁-III залегает на глубине 1940–2030 м. Залежь плас-

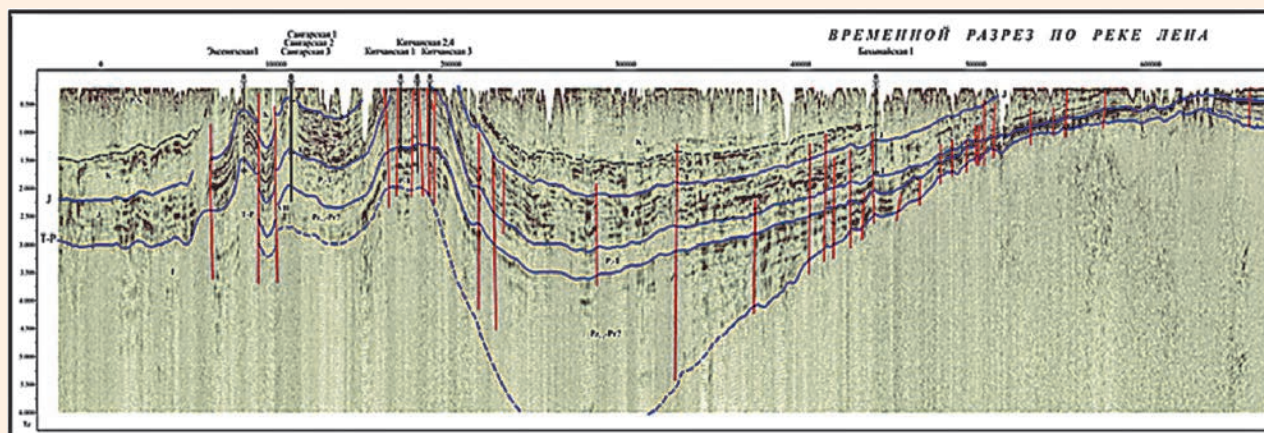


Рис. 3. Фрагмент сейсмического разреза по профилю р. Лена, направление с юга на север вдоль Предверхоанского прогиба, Центральная часть, пограничная с Вилюйской синеклизой (Эксеняхская и Сангарская структуры, Китчанский выступ, Линденская впадина, Мунский свод). Временной интервал – 6 сек. Протяженность фрагмента – 650 км

товая сводовая, высотой 43 м. Дебиты газа до 2 млн м³/сут. Содержание конденсата до 25 г/см³. Пластовое давление 19,9 МПа, пластовая температура +58°C (Кокоулин, 1972). На месторождении было пробурено 27 скважин, в том числе 20 разведочных и 7 эксплуатационных, общим метражом 106 тыс. пог. м. На Собо-Хаинском газовом месторождении пробурено 8 разведочных скважин общим метражом 13958 м.

Структурные планы данной территории уточнены в полевой сезон 2014–2016 гг. по материалам региональных комплексных работ в акватории реки Лена, речной профиль (Гос. рег. № 98-17-1347, АО «Росгеология», 2018) и по материалам Намского отчета (Гос. рег. № 643-21-1108, ФГБУ «ВНИГНИ», 2022).

По сейсмопрофилю р. Лена прослежены и стратифицированы следующие отражающие горизонты: J – близ кровли юрских отложений; T-P – вблизи подошвы юрских отложений; P₂ – внутрипермская граница; F – поверхность кристаллического фундамента. Ряд отражающих горизонтов прослежены не повсеместно. Волновая картина осложняется Китчанским надвигом и тектоническими нарушениями с большой амплитудой смещения. По результатам совместной интерпретации сейсмических профилей восточного обрамления Сибирской платформы и профиля р. Лена удалось значительно уточнить строение Китчанского выступа и смежных структур. В пределах Мунского свода и Китчанского надвига подстилающие меловой сейсмокомплекс юрские отложения выходят на дневную поверхность (рис. 3). Отложения перми и триаса на территории исследования вскрыты скважинами, но в ограниченном объеме. Отложения пермского возраста залегают достаточно глубоко и оцениваются в качестве наиболее

перспективной части разреза Предверхоанского прогиба.

Структурный план восточной части Вилюйской гемисинеклизы в зоне ее сочленения с Предверхоанским краевым прогибом во многом повторяет структурный план по кровле кристаллического фундамента. Большое значение для сохранения перспектив пермских отложений имеет присутствие в нижнем триасе пачек глинистых пород в составе индского и оленекского ярусов. Эти отложения играют роль регионального флюидопора

Отдельное положение в группе структур Усть-Вилюйского района занимают Бергеинская и Олойская структуры, осложняющие Берге-Олойский вал в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. Глубоким поисковым бурением до глубины 3980 м вскрыты песчано-глинистые угленосные отложения мела и верхней юры (рис. 4). Пермотриасовые отложения не вскрыты. Отметка глубины горизонта ТП по данным сейсморазведки в своде складки составляет -5600 м, (граница триас-пермь).

В гидрогеологическом разрезе Усть-Вилюйского района выделяются две обособленные гидродинамические зоны. Верхняя гидродинамическая зона прослеживается до глубин 500–700 м и вмещает юрско-меловые и средневерхнетриасовые отложения в надвинутом крыле Китчанской структуры. Особенностью разреза верхней гидродинамической зоны является связь водоносных горизонтов с поверхностными водами через таликовые окна в относительно маломощной толще мерзлых пород.

На левобережье р. Лены (Собо-Хаинская, Усть-Вилюйская структуры) такими окнами служат подозерные и подрусловые талики (Грубов, 1961). На правобережье (Сангарская, Китчан-

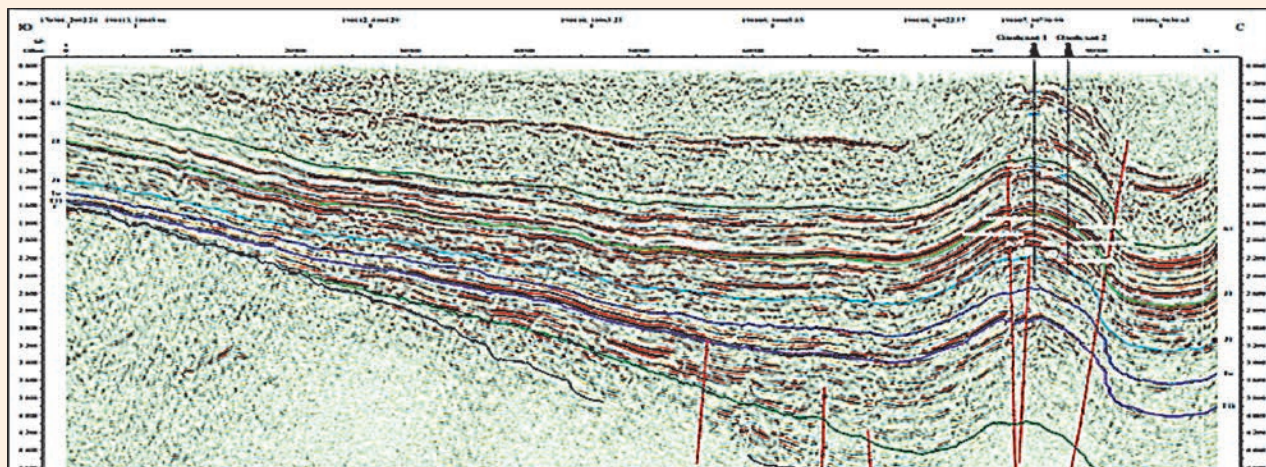


Рис. 4. Фрагмент временного разреза 190120, направление с юга на север (Бес-Кюельская моноклираль, Лунгхино-Келинский прогиб, Берге-Олойский вал, Олойская антиклинальная структура.). Отметка в своде складки горизонта ТП – 2,9 сек (триас-пермь). Протяженность профиля – 100 км, временной интервал – 4,6 сек

ская структуры) питание водоносных горизонтов верхней гидродинамической зоны осуществляется через участки тектонической и экзогенной трещиноватости пород на западных склонах Китчанской горной гряды.

Площади Китчанской, Сангарской и, вероятно, Эжсаянхской структур являются областью транзита с интенсивно промытой верхней частью разреза. Пьезометрическая поверхность понижается с северо-востока на юго-запад к области разгрузки под руслом р. Лена. Пластовые температуры понижены. Для поиска УВ эти отложения бесперспективны.

В нижнюю гидродинамическую зону входит триас-нижнеюрский водоносный комплекс, изолированный сверху региональным флюидоупором аргиллитов сунтарской свиты верхнего лейаса. Здесь господствует упругий гидродинамический режим, обусловленный особенностями литогенеза, тектоническими движениями и внутрипластовыми перетоками глубинных флюидов. В целом, пластовые давления в водоносных горизонтах на 5–7% выше условного гидростатического давления ($P_{пл}/P_{уг}=1,05\div 1,07$) – скважины нередко переливали. Значения приведенных давлений триас-нижнеюрского водоносного комплекса (плоскость сравнения – 3500 м) в Усть-Вилюйском районе на 1,2–1,5 МПа выше соответствующих давлений в центре Вилюйской гемисинеклизы. На схеме распределения при-

веденных пластовых давлений триас-нижнеюрского водоносного комплекса Усть-Вилюйский район уверенно выделяется как пьезомаксимум (Сурнин, 1986).

Выводы

Современные структурные формы территории исследования и сопровождающие их гидродинамические режимы являются главными факторами для условий миграции и аккумуляции углеводородов. Определяющими эти процессы тектоническими элементами являются в первую очередь своды, мегавалы, структурные выступы, бортовые части замкнутых впадин и региональные моноклинали [9].

Для Предверхоанского прогиба объектами исследования, прежде всего, являются Берге-Олойский вал и зона Китчанских поднятий. Примечательной особенностью вскрытого разреза на Бергеинской и Олойской структурах являются повышенные газопоказания и газопроявления, наблюдавшиеся в процессе бурения скважин в нижней части разреза (на глубинах более 2900 м). В составе метанового газа были установлены уникальные содержания тяжелых углеводородов (до 20%). Газонасыщенность рассолов и выходы газа могут свидетельствовать о наличии крупных залежей в отложениях пермо-триасового комплекса (проектная глубина скважин 6500 м). ①

Литература

1. Берзин А.Г. Особенности размещения залежей углеводородов и природы геологических структур в Западной Якутии. Новосибирск: Наука. 2011. 255 с.
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра. 1981. 552 с.

3. Соколов Б.А. Развитие представлений о тектонических закономерностях нефтегазоаккумуляции в земной коре // Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. М. 1995. С. 14–25.
4. Каныгин А.В., Гонта Т.В., Тимохин А.В. Происхождение палеозойских террейнов Северо-Восточной Азии: геологические доказательства раскола перикратонной окраины Сибирского палеоконтинента и миграции ее фрагментов // Геология и геофизика. Т. 61. № 11. С. 1459–1476.
5. Клейменов В.Ф., Качалов Ю.М. Специфичность газоаккумуляции в криолитозоне регионов Крайнего севера // Геохимические и геофизические методы разведки, моделирование и разработка месторождений нефти и газа. Сборник научных трудов ВНИГНИ. М. 2001. С. 36–47.
6. Погодаев А.В. Влияние режима АВПД на условия формирования и сохранения залежей газа в верхнепермских отложениях Хапчгайского мегавала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 4.
7. Погодаев А.В., Ситников В.С., Буйдылло И.В. Перспективы нефтегазоносности и приоритетные направления дальнейших поисковых работ в Вилуйской НГО (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. 2015. № 2. С. 6–16.
8. Соколов Б.А., Сафронов А.Ф., Трофимук А.А., Фрадкин Г.С., Бакин В.Е. и др. История нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на востоке Сибирской платформы. М.: Наука. 1986. 167 с.
9. Микуленко К.И., Тимиршин К.В. Тектоника и проблемы нефтегазоносности пограничных зон Сибирской платформы и складчатых областей // Отечественная геология. 1997. № 8. С. 24–28.

UDC 551.242.5

A.V. Pogodaev, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of Yakut Scientific Center SB RAS, IPNG SB RAS¹, alexandrvpogodaev@gmail.com, office@tngas.ru

¹2 Petrovskogo str., Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia), 677980, Russia.

Hydrogeological Conditions of Oil and Gas Potential of the Vilyui Syncline and the Central Regions of the Pre-Verkhoyansk Trough*

Abstract. Based on the established patterns of distribution of gas fields and deposits of the Khapchagai region of the Vilyui oil and gas region, promising zones of possible oil and gas accumulation in the Permian and Triassic deposits of the Pre-Verkhoyansk trough within the Berge–Oloi swell and the zone of the Kitchan uplifts, determined by positive structural elements and favorable hydrodynamic regimes, are substantiated.

Keywords: Khapchagai megaswell; Kitchan uplift; Oloi structure; Nedzhelinsky reservoir; oil and gas accumulation zones; gas condensate deposits; exploratory drilling.

References

1. Berzin A.G. *Osobennosti razmeshcheniia zalezhei uglevodorodov i prirody geologicheskikh struktur v Zapadnoi Iakutii* [Features of the location of hydrocarbon deposits and the nature of geological structures in Western Yakutia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2011, 255 p.
2. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. i dr. *Geologiya nefi i gaza Sibirskoi platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Edited by A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow, Nedra Publ., 1981, 552 p.
3. Sokolov B.A. *Razvitie predstavlenii o tektonicheskikh zakonmernostiakh neftegazonakopleniia v zemnoi kore* [Development of ideas about tectonic patterns of oil and gas accumulation in the earth's crust]. *Global'nye tektonicheskie zakonmernosti neftegazonakopleniia* [Global tectonic patterns of oil and gas accumulation]. Moscow, 1995. pp. 14–25.
4. Kanygin A.V., Gonta T.V., Timokhin A.V. *Proiskhozhdenie paleozoiskikh terreinov Severo-Vostochnoi Azii: geologicheskie dokazatel'stva raskola perikratonnoi okrainy Sibirskogo paleokontinenta i migratsii ee fragmentov* [Origin of Paleozoic terranes of Northeast Asia: geological evidence of the breakup of the pericraton margin of the Siberian paleocontinent and the migration of its fragments]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], vol. 61, no. 11, pp. 1459–1476.
5. Kleimenov V.F., Kachalov Iu.M. *Spetsifichnost' gazoakkumulatsii v kriolitozone regionov Krainego severa* [Specificity of gas accumulation in the cryolithozone of the regions of the Far North]. *Geokhimicheskie i geofizicheskie metody razvedki, modelirovanie i razrabotka mestorozhdenii nefi i gaza* [Geochemical and geophysical methods of exploration, modeling and development of oil and gas fields]. Collection of scientific works of VNIIGNI. Moscow, 2001, pp. 36–47.
6. Pogodaev A.V. *Vliianie rezhima AVPD na usloviia formirovaniia i sokhraneniia zalezhei gaza v verkhnepermskikh otlozheniakh Khapchagaiskogo megavala* [Influence of the high pressure regime on the conditions for the formation and preservation of gas deposits in the Upper Permian deposits of the Khapchagai megaswell]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and practice], 2018, vol. 13, no. 4.
7. Pogodaev A.V., Sitenkov V.S., Buidylo I.V. *Perspektivy neftegazonosnosti i prioritetye napravleniia dal'neishikh poiskovykh rabot v Viliuiskoi NGO (Sibirskaiia platforma)* [Prospects for oil and gas content and priority directions for further exploration work in the Vilyui oil and gas region (Siberian platform)]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 2015, no. 2, pp. 6–16.
8. Sokolov B.A., Safronov A.F., Trofimuk A.A., Fradkin G.S., Bakin V.E. i dr. *Istoriia neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia na vostoке Sibirskoi platformy* [History of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the east of the Siberian platform]. Moscow, Nauka Publ., 1986, 167 p.
9. Mikulenko K.I., Timirshin K.V. *Tektonika i problemy neftegazonosnosti pogranichnykh zon Sibirskoi platformy i skladchatykh oblastei* [Tectonics and problems of oil and gas potential in the border zones of the Siberian platform and folded areas]. *Otechestvennaia geologiya* [Domestic Geology], 1997, no. 8, pp. 24–28.



Д.А. Староселец
ООО «ГудГео»¹
заместитель генерального директора по производству
d_star1997@mail.ru



О.Ю. Усманова
ООО «ГудГео»¹
генеральный директор
itgoodgeo@gmail.com

ПО «КонВертер».

Автоматизация формирования таблиц запасов углеводородов

¹Россия, 625031, Тюмень, ул. Ветеранов Труда, 1.

В статье представлены результаты и наработки в рамках деятельности ИТ-компании «ГудГео» по разработке программного продукта «КонВертер», позволяющего автоматизировать заполнение таблиц запасов углеводородов. Описана структура, принципы и последовательность работы программы, пул решаемых задач и потенциальные потребители

Ключевые слова: программное обеспечение; подсчёт запасов углеводородов; автоматизация

На настоящий момент в значительной части современных отраслей экономик мира взят курс на цифровизацию, основой целью которой является уменьшение издержек при выполнении операционной деятельности. Подобные тенденции не обошли стороной как нефтегазовый сектор в целом [1, 2], так и нефтегазовую геологию в частности, включая такое важное направление в нефтегазовой геологии как подсчет запасов углеводородов (ПЗ УВ). Существует ряд обоснованных причин, согласно которым имеет смысл серьезно рассмотреть это направление в рамках цифровизации.

1. В России, согласно статистике 2020 г., открыто 3267 месторождений углеводородов. Одно месторождение может включать до нескольких сотен залежей, в каждой из которых выполняется отдельный расчёт запасов. Залежи могут разделяться несколькими ли-

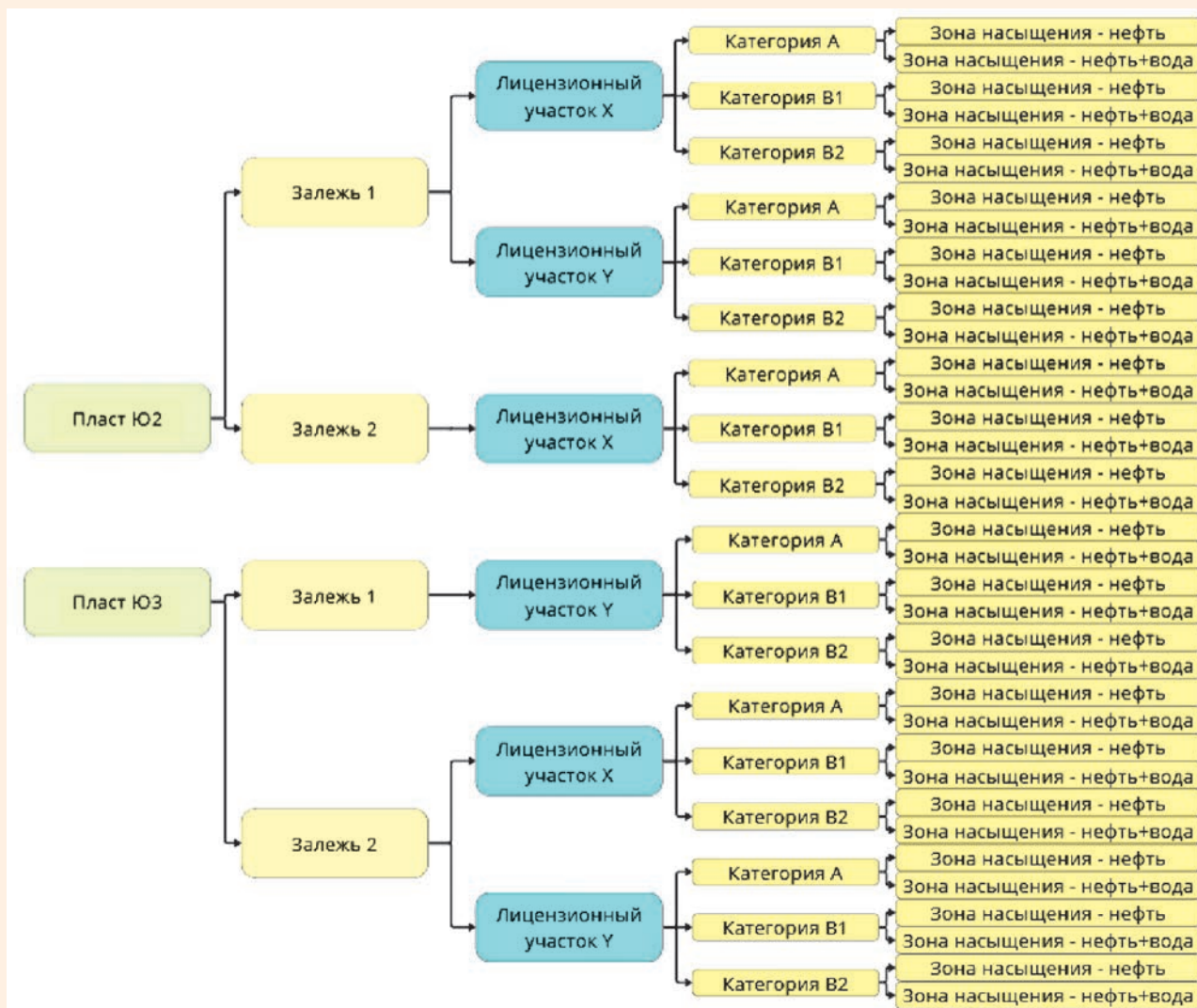
цензионными участками недропользования, что приводит к необходимости расчёта частей залежи в пределах каждого лицензионного участка отдельно.

2. При выполнении подсчёта запасов заполняется несколько отдельных таблиц, данные которых связаны между собой (если произошли изменения в одной, требуется внести эти же правки и в остальные). Каждая таблица имеет свой функциональный подход и шаблон заполнения.

3. В настоящее время есть три отдельные группы работ, в рамках которых требуется выполнить расчеты – полный пересчет запасов УВ (14 таблиц), оперативный пересчет запасов УВ (5 таблиц), а также в рамках подготовки проекта разработки месторождения и защиты работы в ЦКР (6 таблиц).

4. Усреднённо пересчёт запасов УВ при разведке и разработке месторождений произво-

Рис. 1. Схема вводимых метаданных для формирования шаблона



Продуктивные отложения, пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенного порода, тыс. м ³	Коэффициенты для			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т
							пористости	нефтенасыщенности	пересеченной		
Асф. ачюловские пл. БСВ/1 Ач	Залежь 2	А	гн	1 611	5.8	9 360	0.14	0.41	0.711	0.825	315
			н	3 779	4.3	16 395	0.14	0.56	0.711	0.825	754
		В1	гн	455	2.0	927	0.14	0.56	0.711	0.825	43
			н	455	2.0	927	0.14	0.56	0.711	0.825	43
			н+гн	4 689	3.9	18 249	0.14	0.56	0.711	0.825	840
			н	3 779	4.3	16 395	0.14	0.56	0.711	0.825	754
		А+В1	гн	455	2.0	927	0.14	0.56	0.711	0.825	43
			н	455	2.0	927	0.14	0.56	0.711	0.825	43
			гн	2 066	5.0	10 287	0.14	0.42	0.711	0.825	358
			н+гн	6 300	4.4	27 609	0.14	0.51	0.711	0.825	1 155

входные данные, указываемые пользователем

данные, рассчитываемые из входных

Рис. 2.
Фрагмент входных и рассчитываемых программой данных

дится раз в 1–3 года, соответственно, объём расчетов как для авторских коллективов, так и для проверяющих государственных органов и отдельных экспертов очевиден.

Поэтому также вполне очевидно, что многие отдельные процессы подсчёта запасов УВ сейчас также находятся в стадии перевода на «цифровые рельсы». Разработаны программы по созданию картографических материалов, интерпретации ГИС, 3D-геологическому моделированию и т.д.

Вместе с тем, в отдельных сферах до сих пор сохраняются относительно трудоёмкие «ручные» процессы. Это касается и формирования таблиц запасов углеводородов. В проектных организациях, как правило, заполнение таблиц ПЗ УВ осуществляется при использовании программного обеспечения *Microsoft Excel* вручную, и при помощи «протягивания» формул позволяющего заполнять таблицы запасов, периодически добавляя некоторую автоматизацию за счет использования макросов. Однако те же самые макросы далеко не всегда способны справиться с задачей формирования описанных таблиц при выполнении подсчёта запасов крупных месторождений или в случае наличия большого числа условий и параметров. Например, в сводной таблице подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа Вынгапуровского месторождения около двух тысяч строк. Не стоит и говорить, что в подобных случаях ручное заполнение в *Excel* становится особенно трудоёмким.

IT-компания «ГудГео» для решения внутренних задач ООО «ТАНДЕМ» разрабатывает программный продукт, который позволил бы автоматизировать процесс заполнения таблиц к подсчёту запасов. Ниже освещена деятельность по разработке указанного программного продукта, получившего название «КонВерттер».

При подготовке технического задания к разрабатываемому программному продукту учтены как основные регламентные документы Государственной комиссии по запасам полезных

ископаемых, так и пожелания сотрудников проектных организаций по подсчёту запасов УВ. Особый интерес рядовых специалистов связан с возможностью получить такие дополнительные данные, как расчёт параметров запасов различными способами (пример: геологические запасы можно посчитать через объём залежи, или через площадь и эффективную нефтенасыщенную толщину (нередко, рассчитанные разным способом запасы будут отличаться)), или расчёт долей запасов и т.д. Также в процессе уже начавшейся разработки происходила доработка технического задания в связи с возможностью использования ПО при проведении экспертизы Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (модуль подготовки шаблона таблиц и модуль проверки таблиц).

Модуль подготовки шаблона таблиц рассчитан на автоматическое их создание при указании пользователем входных метаданных: (1) пластов, (2) залежей, (3) лицензионных участков, (4) категорий запасов, (5) зон насыщения (**рис. 1**). В итоге мы получим полностью оформленные согласно регламентным требованиям таблицы с необходимым расположением введённых данных. Указанный шаблон таблицы служит основой для ввода пользователем входных данных для программы. Под входными подразумеваются те первичные данные, что требуются для последующего автозаполнения таблицы (**рис. 2**). Они относятся к параметрам залежи в пределах отдельных категорий и отдельных зон насыщения.

Модуль проверки таблиц предполагает проверку уже заполненных таблиц запасов на предмет корректности расчёта путем сопоставления значений указанных в таблице запасов со значениями, рассчитанными программой «КонВерттер».

Также необходимо отметить, что ПО разрабатывается в веб-среде. Это позволит использовать его через компьютерную сеть «Интернет» посредством браузера, что особенно актуально ввиду отсутствия необходимости устанавливать

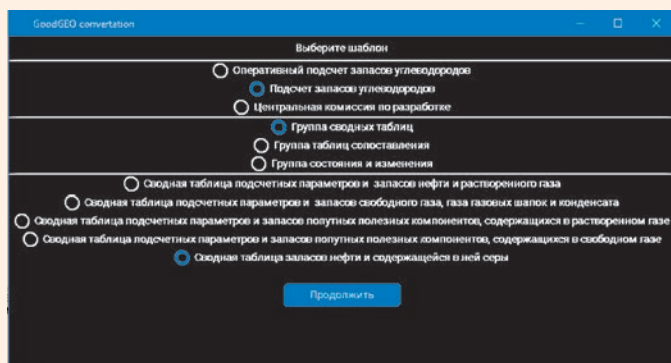


Рис. 3.

Меню выбора рассчитываемой таблицы запасов УВ

программный продукт, а также за счет простого способа его обновления (не требуется обновлять на каждом отдельном компьютере как с десктопными приложениями). Дополнительно необходимо отметить особенно важную для нефтегазовой отрасли конфиденциальность данных. Программный продукт не предполагает сохранение в своей системе входящих в него данных, что позволит обезопасить их и сохранить коммерческую и государственную тайны.

«КонВертер» предполагает следующий последовательный процесс использования пользователем (после запуска): 1 – выбор типа операции (создание шаблона таблицы, автозаполнение таблицы, проверка таблицы), 2 – указание типа работ (ОПЗ – оперативный пересчет запасов, ПЗ – подсчет запасов, ЦКР – таблицы запасов для центральной комиссии по разработке), 3 – выбор группы таблиц (сводные, сопоставления, движения и изменения), 4 – указание рассчитываемой таблицы (сводная таблица запасов по нефти, по газу, по компонентам и т.д.), 5 – выбор файла (формат .xlsx) со входными данными (кроме модуля создания шаблона), 6 – выбор листа в файле Excel, 7 – указание названия рассчитанного программой файла (рис. 3).

Таким образом, разрабатываемый программный продукт позволит автоматизировать создание полного структурированного набора таблиц запасов углеводородов от создания исходных шаблонов, до их заполнения и проверки. ¹

Литература

1. Азиева Р.Х., Хасан Э.Т. Необходимость и возможности использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли в условиях цифровой трансформации экономики // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2020. № 5 (125). С. 178–185.
2. Воробьев А.Е., Тчаро Х., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромисел // Вестник Евразийской науки. 2018. Т. 10. № 3. Доступно на: <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf> (обращение 05.03.2024).

UDC 553.982:553.983

D.A. Staroselets, Deputy General Director for Production of “GoodGeo” LLC¹, d_star1997@mail.ru
O.Yu. Usmanova, Director General of “GoodGeo” LLC¹, itgoodgeo@gmail.com

¹1, Veteranov Truda str., Tyumen, 625031, Russia.

“ConVerter” Software. Automation of the Generation of Hydrocarbon Reserve Tables

Abstract. The article presents the results and developments within the framework of the activities of the IT company “GoodGeo” in the development of the software product “ConVerter”, which allows you to automate the filling of hydrocarbon reserve tables. The structure, principles and sequence of operation of the program, the pool of tasks to be solved and potential consumers are described.

Keywords: software; calculation of hydrocarbon reserves; automation

References

1. Azieva R.Kh., Khasan E.T. *Neobkhodimost' i vozmozhnosti ispol'zovaniia tsifrovyykh tekhnologii v neftegazovoi otrasli v usloviakh tsifrovoy transformatsii ekonomiki* [The need and possibilities of using digital technologies in the oil and gas industry in the context of digital transformation of the economy]. *Izvestiia Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta* [News of the St. Petersburg State Economic University], 2020, no. 5 (125), pp. 178–185.
2. Vorob'ev A.E., Tcharo Kh., Vorob'ev K.A. *Tsifrovizatsiia neftianoi promyshlennosti: «intellektual'nyi» neftepromysel* [Digitalization of the oil industry: “intelligent” oil field]. *Vestnik Evraziiskoi nauki* [Bulletin of Eurasian Science], 2018, vol. 10, no. 3. Available at: <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf> (accessed 5 March 2024).



Д.З. Хагай
ООО «Альтаир»¹
главный геолог
Томский политехнический институт²
инженер
hagaide@altairoi.ru

Разработка инструмента для оперативной диагностики уточнения строения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в режиме реального времени

¹Россия, 634062, Томск, ул. Иркутский тракт, 70д
²Россия, 634050, Томск, пр-т Ленина, 30.

Для эффективного управления разработкой месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходим постоянный мониторинг гидродинамических параметров пласта. Основным источником такой информации о параметрах нефтяных и газовых пластов являются гидродинамические исследования скважин. Целью работы является повышение количества и качества исследований, которое может быть достигнуто путем автоматизации их проведения, оперативной обработки динамических данных и событий на скважинах. Автор статьи предлагает концепцию проведения ГДИ скважин в режиме реального времени, описывает отечественную систему дистанционного контроля с модулем адаптивной идентификации данных ГДИ скважин, которая позволит осуществлять более эффективную нефтедобычу в месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, снизить внеплановые простои и потери по добычи нефти, а также минимизировать такие риски, как человеческий фактор

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; умная скважина; интеллектуальное месторождение; горизонтальные скважины; фильтрационные потоки; автоматизация; гидродинамические параметры; идентификации; интерпретация; адаптация; априорная информация

Нефтегазовый сектор в России длительное время (с конца 50-х гг. прошлого столетия) во многом определяет динамику состояния и возможность направления развития не только топливно-энергетического комплекса, но и экономики страны в целом [1].

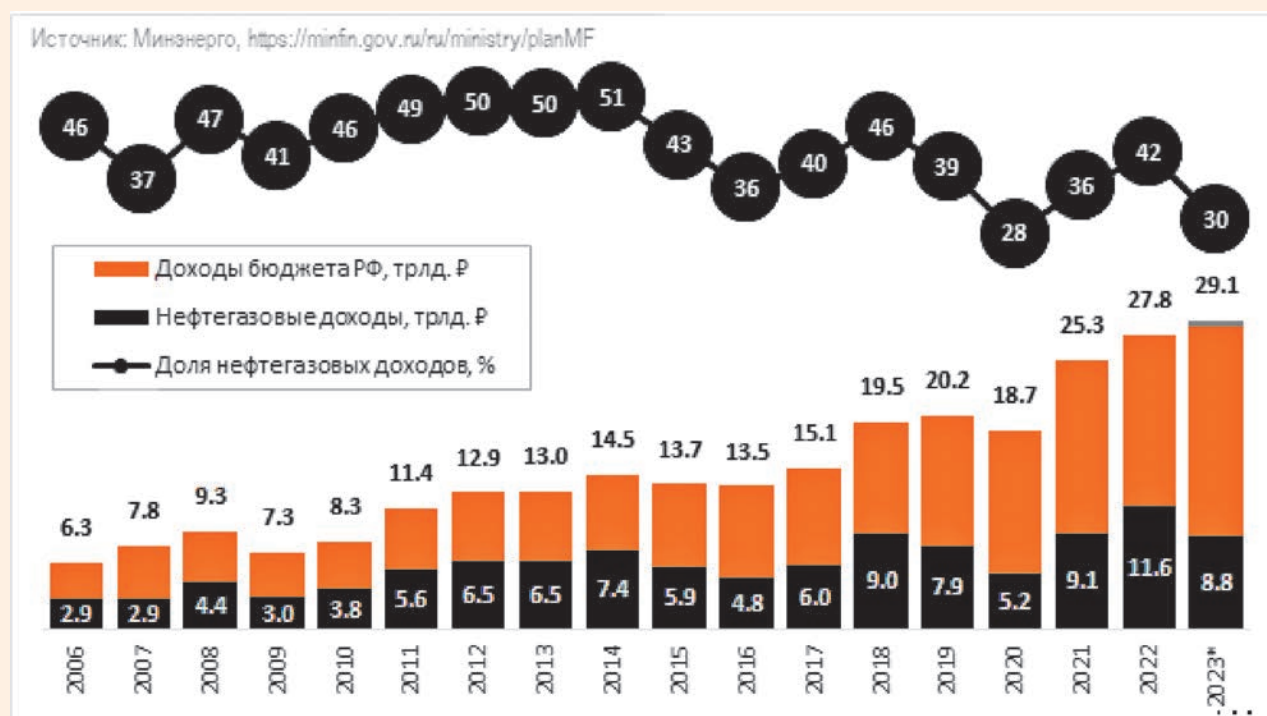
По оценкам специалистов, добыча нефти и газа в 30–40 гг. XXI века «выйдет на полку», а дальше начнет падать. В связи с этим нефтегазодобывающие компании России вынуждены вводить в разработку новые месторождения, которые часто имеют сложную неоднородную структуру с трудноизвлекаемыми запасами [2]. Разработка таких месторождений требует постоянного мониторинга и хорошей изученности геологического строения и фильтрационно-емкостных характеристик коллектора. Основным источником такой информации о параметрах нефтяных и газовых пластов являются гидродинамические исследования (ГДИ) скважин. Однако использование традиционных методов ГДИ для мониторинга гидродинамических параметров не обеспечивает необходимой оперативности получения данных, что существенно сказывается на качестве, скорости принятия решений по управлению и разработке месторождений углеводородного сырья и, как следствие, на успешности инвестиционных решений [3]. В этой связи необходимо переходить от традиционных ГДИ на

автоматизированный контроль эксплуатации скважин.

Идея автоматизации контроля и обработки данных ГДИ скважин зародилась достаточно давно. Развитие технологии *smart well* – цифровой «умной скважины», предложенной, например, в «Салым Петролеум Девелопмент» в 2008 г., позволяет обрабатывать данные со скважины в режиме реального времени. В литературе (Еремина Н.А.) приведены основные характеристики и особенности «умного месторождения» как на суше, так и на море, а работы в направлении интерпретации данных сосредотачивались на применении разнообразных методов нелинейной регрессии для адаптации ГДИ скважин (Нотоку и Koderitz, 1985; Abbaszadeh and Kamal, 1988) [4, 5]. Важно отметить, что в крупных нефтегазодобывающих компаниях России фактически произошёл переход значительного числа активов в категорию «умная скважина». Однако в последние годы при разработке месторождений с ТриЗ стали массово буриться горизонтальные скважины (особенно с многостадийным гидроразрывом пласта, МГРП), и мы снова оказались в отдалении от реализации концепции «умная скважина».

Аналитики инвестбанка «Синара» указывают, что в активах всех значительных нефтяных компаний России присутствуют проекты ТриЗ. По их мнению, для российской нефтяной отрасли критически важно сосредоточить внимание

Рис. 1.
Доля нефтегазовых доходов в бюджете Российской Федерации в 2006–2023 гг.



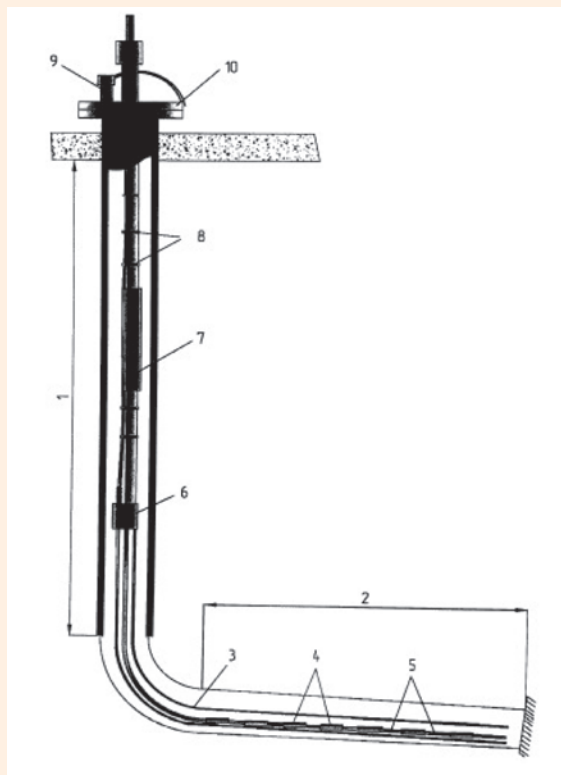


Рис. 2.

Схема ГДИ горизонтальных скважин: 1 – вертикальная часть; 2 – горизонтальная часть; 3 – колонна перфорированных насосно-компрессорных труб; 4 – глубинные дистанционные приборы; 5 – геофизический кабель; 6 – выводной переводник; 7 – глубинный насос; 8 – пояска; 9 – технологическое отверстие; 10 – трубодержатель

на развитии ТРИЗ из-за постепенного снижения качества традиционных нефтяных ресурсов. Аналитики также подчеркивают необходимость нахождения компромисса между стимулированием разработок ТРИЗ и обеспечением поступлений от нефтегазовых налогов в государственный бюджет при введении дополнительных стимулов для этих разработок.

С 2014 г. Россия активно заявляет о стремлении к импортозамещению в ответ на введение санкций западными странами. Государственная комиссия по импортозамещению, созданная 4 августа 2015 г., выделила сельское хозяйство, машиностроение, нефтегазовый сектор и информационные технологии в качестве ключевых секторов экономики для приоритетного импортозамещения, где в некоторых случаях доля импорта в производстве товаров достигает 90%. Несмотря на десятилетние усилия, нефтегазовая отрасль не добилась желательного прогресса в импортозамещении, сохраняя более 50% импортного оборудования и технологий, а в разработке месторождений с ТРИЗ этот показатель еще выше.

Для поддержания добычи на текущем уровне в среднесрочной перспективе необходимо обеспечить восполнение ресурсной базы. Если сейчас не активизировать работу, это может привести к проблемам добычи через несколько лет в связи с тем, что из-за длительного периода окупаемости и высоких рисков, связанных с доступностью технологий для добычи, недоропользователи подходят к разработке ТРИЗ с осторожностью. В результате это может привести к сокращению налоговых поступлений в бюджет страны.

Система автоматизированного мониторинга скважин

Развитие автоматизации в этом направлении получило новый импульс с изучением методов машинного обучения и системного подхода.

Разработка автоматизированной системы дистанционного контроля позволит осуществить более эффективную нефтедобычу, снизить внеплановые простои, а также минимизировать такие риски, как человеческий фактор.

В основу системы легли теоретические исследования и практические наработки в области ГДИ скважин, оптимизации, линейной алгебры, а также современные исследования системного анализа. В основе алгоритма *well test diagnostic* лежит интегрированная система модели забойного давления с переменными параметрами, зависящими от времени, и учетом дополнительной априорной информации, а также экспертных оценок радиальной проницаемости.

Реализацию автоматизации производственного процесса проведения ГДИ скважин можно разбить на несколько последовательных этапов: оснащение скважины, месторождения аппаратно-программным комплексом дистанционного мониторинга, поиск кандидатов для проведения ГДИ скважин, организация передачи данных в режиме реального времени, завершение и интерпретация ГДИ скважин. Каждый этап требует методико-алгоритмической проработки для всех видов исследований.

Система дистанционного мониторинга состоит из скважинного контрольно-измерительного комплекса зондового типа, блока передачи данных в режиме реального времени, модуля накопления и хранения данных, специализированного серверного и клиентского программного обеспечения для комплексной обработки и вывода информации.

Комплекс работ определяется, исходя из текущего состояния объектов разработки, выбранных скважин, их состояния, комплектации погружным и устьевым оборудованием, и состоит из проведения работ по монтажу оборуду-



Рис. 3.
Оборудование системы дистанционного мониторинга

дования на скважинах, организации передачи данных в режиме реального времени, получения информации о работе скважины конечным пользователем, проведения гидродинамических исследований и интерпретации данных.

Результаты измерения записываются в энергозависимую память в виде кодов или истинных значений давления и температуры. Полученные исследовательские данные могут быть отображены на мониторе компьютера и выведены на принтере в виде таблицы или графика в полной версии или в виде детализированных фрагментов.

Передача полученных измерений осуществляется в специализированные пакеты программного обеспечения, которые эксплуатируются в двух режимах: реального времени (время отклика не более 5с) и накопления до 406 000 измерений. Идентификацию и интерпретацию данных можно разделить по группам (рис. 4). Реализация предлагаемой системы осуществляется на базе отечественного программного продукта *Well Test Diagnostics*. Схема работ подразумевает поэтапное выполнение следующих процессов:

Скважина – пласт

Получение входных данных для расчетов: дебит жидкости, обводненность, забойное давление. На этом этапе происходит сбор первичной информации с датчиков и формирование базы данных.

Выгрузка данных

По заданным формальным критериям производится автоматическая выгрузка кривых: забойного давления, дебита, PVT и пр. для заданного списка скважин.

Идентификация и интерпретация данных

Априорная информация учитывается для повышения устойчивости результатов и ограничения ряда выдаваемых показателей. В процессе работы модуль *Well Test Diagnostics* производит автоматическое моделирование, идентификацию и определение гидродинамических параметров в режиме нормальной эксплуатации скважины, а также определение время завершения исследования во время кривой восстановления давления КВД.

Валидация инженером

Инженер интерпретатор оценивает качество полученных результатов и в случае достоверности сохраняет в базе данных.

Реализация данной схемы позволяет повысить количество и качество исследований на месторождениях с ТРИЗ, снизить трудозатраты на обработку данных добычи за счёт автоматизации ряда вспомогательных процессов, а также оперативно диагностировать и уточнять строение месторождений в режиме реального времени.

Описание расчетного модуля *Well Test Diagnostics*

Основой метода *Well Test Diagnostics* в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважине является интегрированная система моделей логарифмической производной забойного давления с учетом дополнительной априорной информации [6]:

$$\begin{cases} y^*(t_n) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg t_n + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{k}_{xy} = k_{xy,n} + \eta_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (1)$$

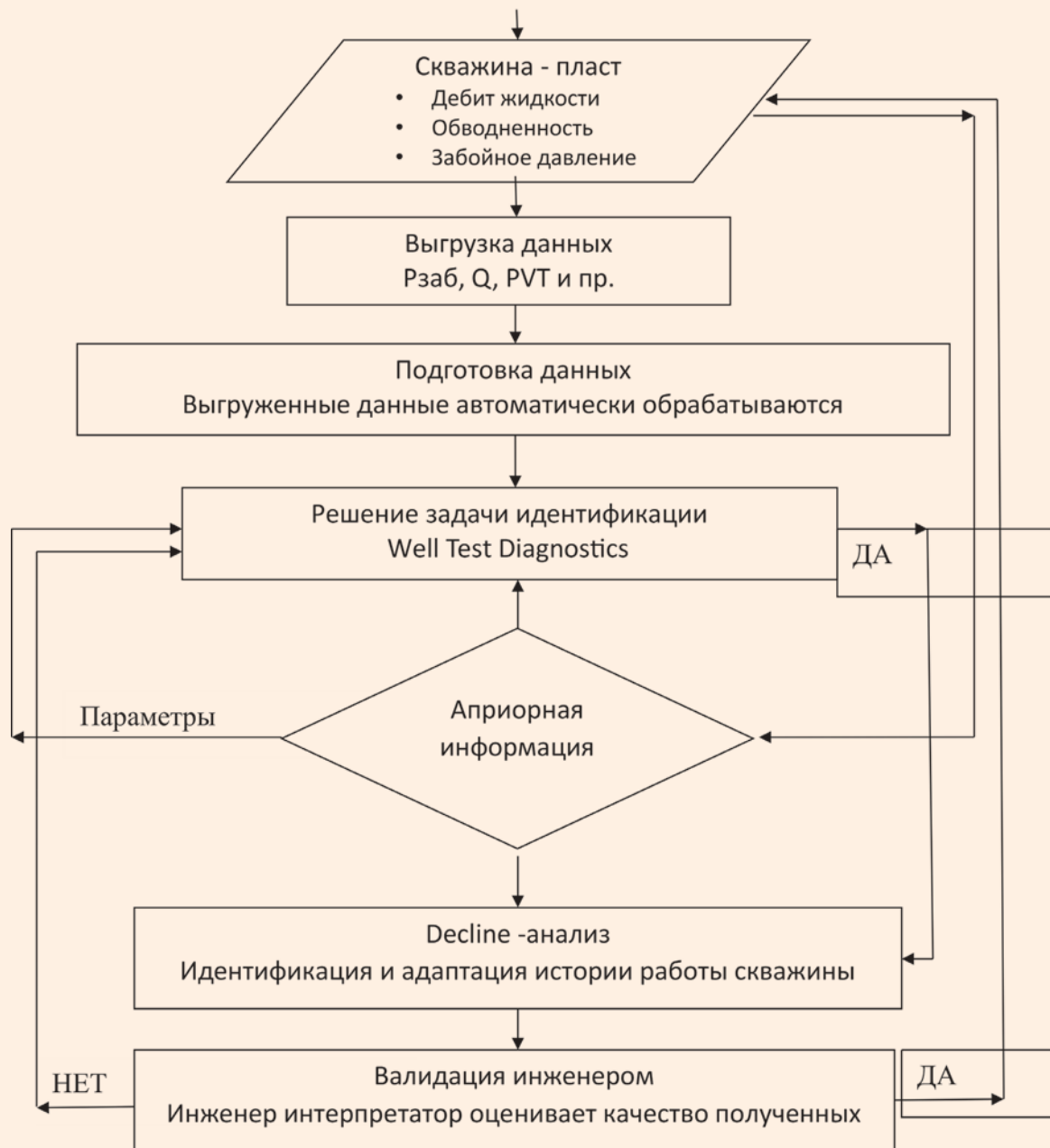


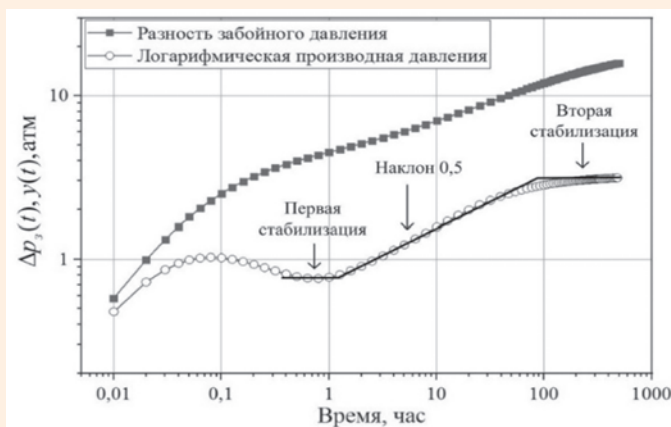
Рис. 4.
Схема организации работ при обработке данных добычи

где

$$y^*(t_n) = \lg \left(\frac{\Delta p_3^*(t_n) - \Delta p_3^*(t_{n-1})}{\ln t_n - \ln t_{n-1}} \right)$$

– конечно-разностная аппроксимация логарифмической производной забойного давления, $\Delta p_3^*(t_n) = p_3^*(t_n) - p_3^*(t_0)$ – промысловые значения разности забойных давлений, полученных в процессе испытания скважин, $p_3^*(t_n)$, $p_3^*(t_0)$ – фактические значения забойных давлений в те-

Рис. 5.
Диагностический график горизонтальной скважины в двойных логарифмических координатах



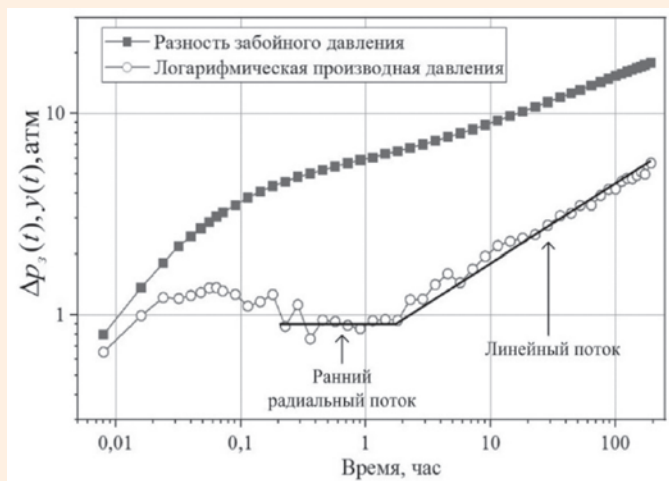


Рис. 6. Диагностический график горизонтальной скважины в двойных логарифмических координатах недовосстановленной модели

кущий момент времени, ξ_n, η_n – случайные величины, представляющие разного рода погрешности и ошибки модели и дополнительной информации.

Единая интегрированная система позволяет объединить промысловые данные, дополнительные априорные параметры и экспертные оценки, что делает возможным воспроизвести целостные системные свойства нефтяных и газовых пластов, эффективно применять разнообразный набор алгоритмов для идентификации характеристик пласта, используя как линейные, так и нелинейные модели, которые адаптируются к изменениям параметров со временем.

Достоверная интерпретация и идентификация данных возможна, когда на графике наблюдается стабилизация значения производной давления [7]. В теории алгоритм для выявления радиального режима потока должен показывать наиболее устойчивую часть на производной давления (рис. 5, вторая стабилизация), что пред-

ставляет собой относительно простую алгоритмическую задачу. Однако на практике выход на радиальный режим может быть скрыт влиянием интерференции соседних скважин или вовсе отсутствовать (рис. 6).

Таким образом, становится необходимым использовать новые подходы для диагностирования радиального режима течения.

Для решения задачи идентификации без выхода на радиальный режим предлагается использовать интегральное уравнение Вольтерра 1 рода с переменными, зависящими от времени, параметрами [8]:

$$\Delta P_z(t) = \int_{t_{n1}}^{t_{nk}} q(t-\tau)f(\tau)d\tau \quad (2)$$

где $q(t-\tau)$ – функция неопределенности, вызванная наличием ГС, и возможно, влиянием ствола скважины (ВСС), $f(\tau)=dP_{np}/d\tau$ – анализ забойного давления позднего радиального потока, t_{n1} – время начала линейного режима течения.

В уравнении для определения времени начала линейного потока применяется метод оперативной диагностики с использованием оценки радиальной проницаемости и ее производной, полученных по методу адаптивной диагностики в процессе проведения гидродинамических исследований.

В данном случае поздний радиальный поток может еще не наблюдаться на всем для нас привычном диагностическом графике (рис. 6), либо быть скрыт предыдущими фильтрационными потоками. Метод позволяет определить фильтрационно-ёмкостные параметры в процессе проведения гидродинамических исследований на стадии линейного потока, что значительно сокращает время исследования и повышает его точность.

Таблица 1. Критерии идентификации фильтрационных потоков ГС

Фильтрационные потоки	Критерии идентификации	Время начало потока
Ранний радиальный	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$	$t_{нрп} = \arg \min_t \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $
Линейный	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) = 0,5 \pm \Delta$ $\Delta = 0,1 \div 0,15$	$t_{нл} = \arg \min_t (\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) - 0,5 \pm \Delta)$
Псевдо-радиальный	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$ при $t > t_{л}$	$t_{нрп} = \arg \min_t \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $ при $t > t_{л}$

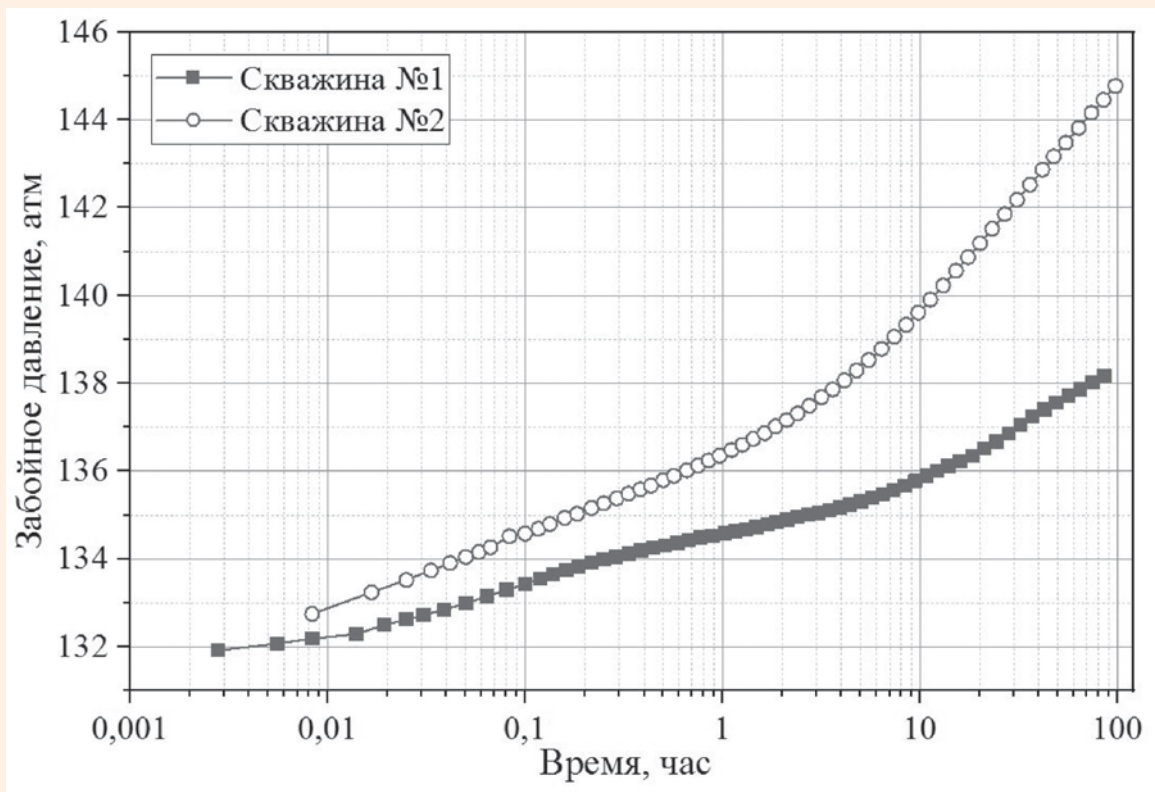


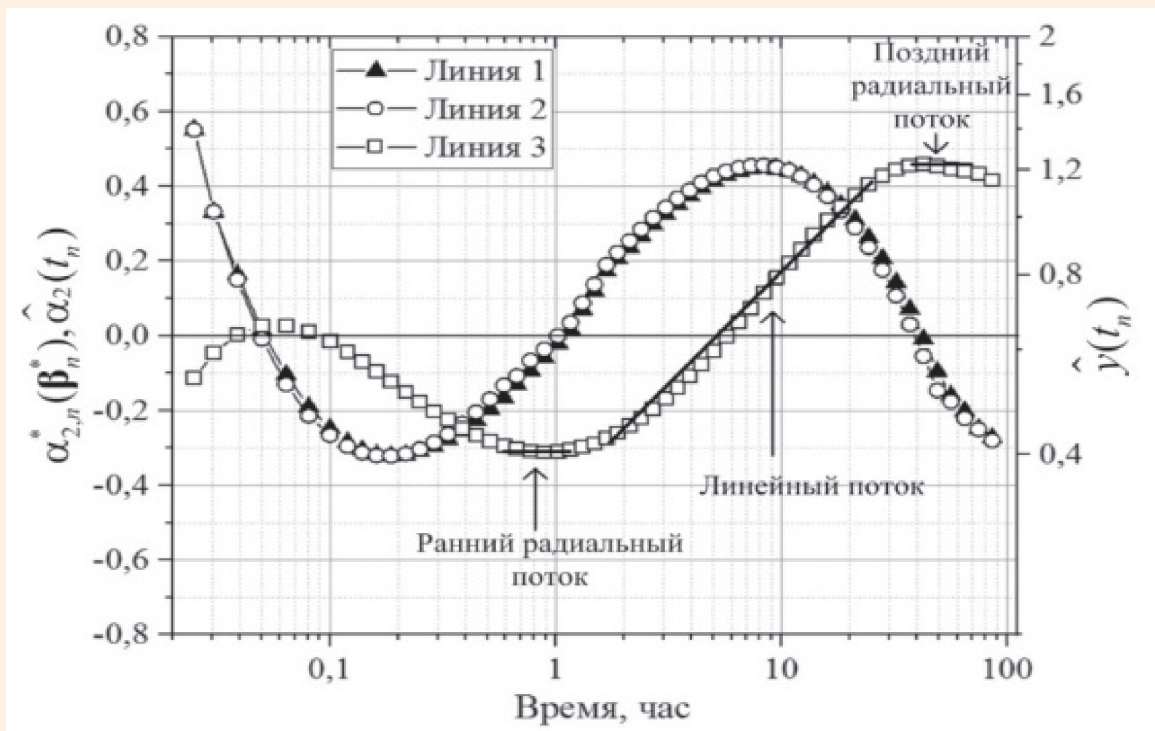
Рис. 7.
Промысловые значения забойного давления

Критерии диагностики фильтрационных потоков ГС

Для решения задачи идентификации фильтрационных потоков в ГС были разработаны диагностические критерии выделения фильтрационных потоков [8].

Апробация приведенных в *табл. 1* критериев идентификации фильтрационных потоков была проведена с использованием инструментальных замеров забойного давления во время исследования ГДИ ГС на месторождении Запад-

Рис. 8.
Определения диагностических параметров скважины № 1



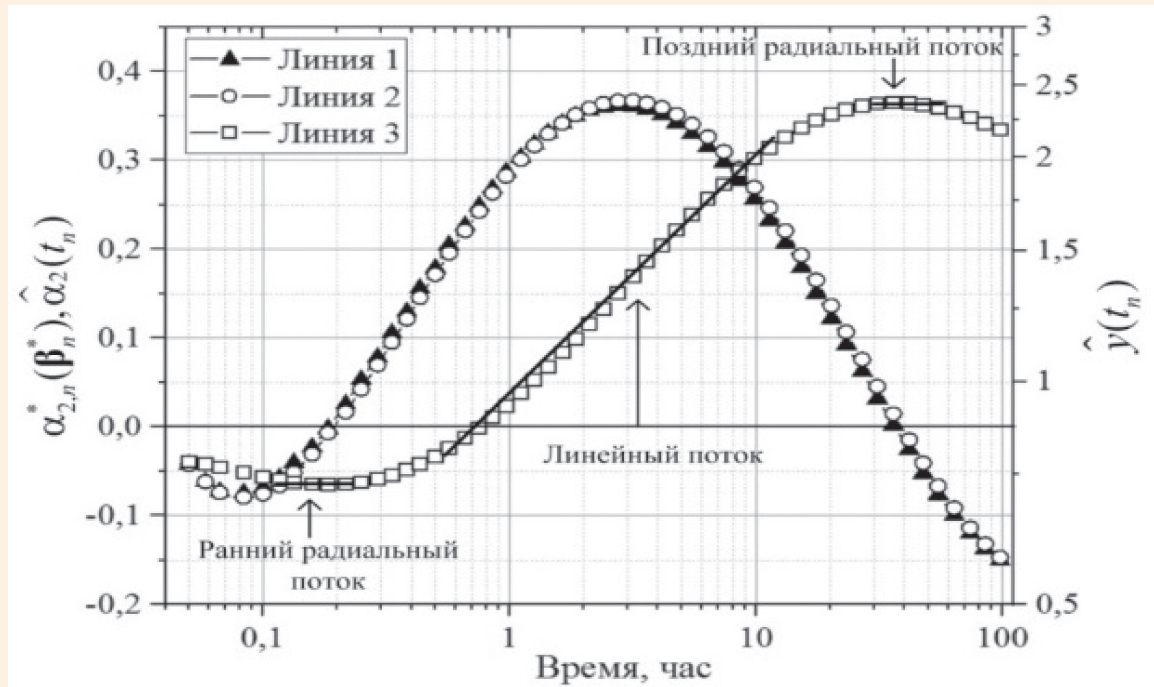


Рис. 9.
Определения диагностических параметров скважины № 2

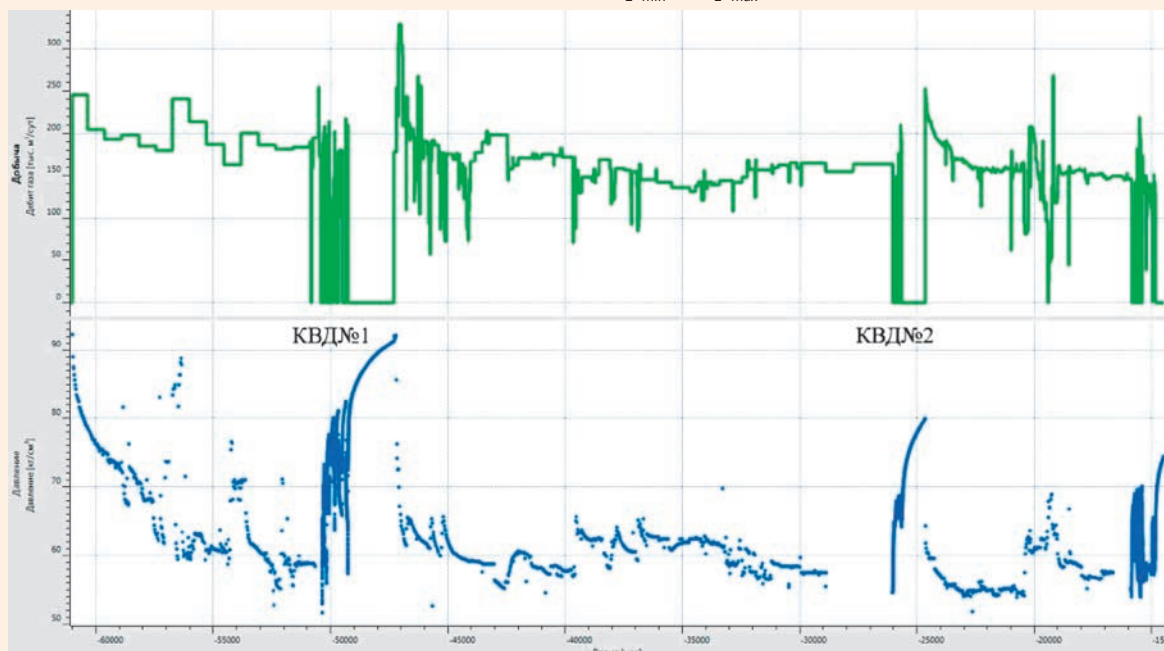
ной Сибири. На рис. 7 – промысловые данные забойного давления, полученные в процессе проведения испытаний двух ГС.

Преимущество такого подхода к решению задачи выделения фильтрационных потоков заключается в том, что для определения моментов времени начала и завершения раннего радиального и линейного потоков достаточно решить задачу параметрической идентификации моделей:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{2,n}^*(t_n) = \alpha_{2,n}(t_n) + \xi_{1,n} = \sum_{i=0}^2 c_{i+1} (\ln t_n)^i + \xi_{1,n}, \\ h_k \bar{\alpha}_{2,n}(t_{\min}) = \alpha_{2,n}(t_{\min}) + \eta_1, \\ n = \bar{1}, n_{pp}, 0 < t_n \leq \bar{t}_{n,kpp} \end{array} \right. \quad (3)$$

где $\bar{t}_{n,kpp}$ – оценка времени завершения раннего радиального потока и начала линейного потока, $\bar{\alpha}_{2,n} t_{\min}$ и $\bar{\alpha}_{2,n} t_{\max}$ – экспертные значения диагности-

Рис. 10.
Промысловые значения забойного давления и дебита



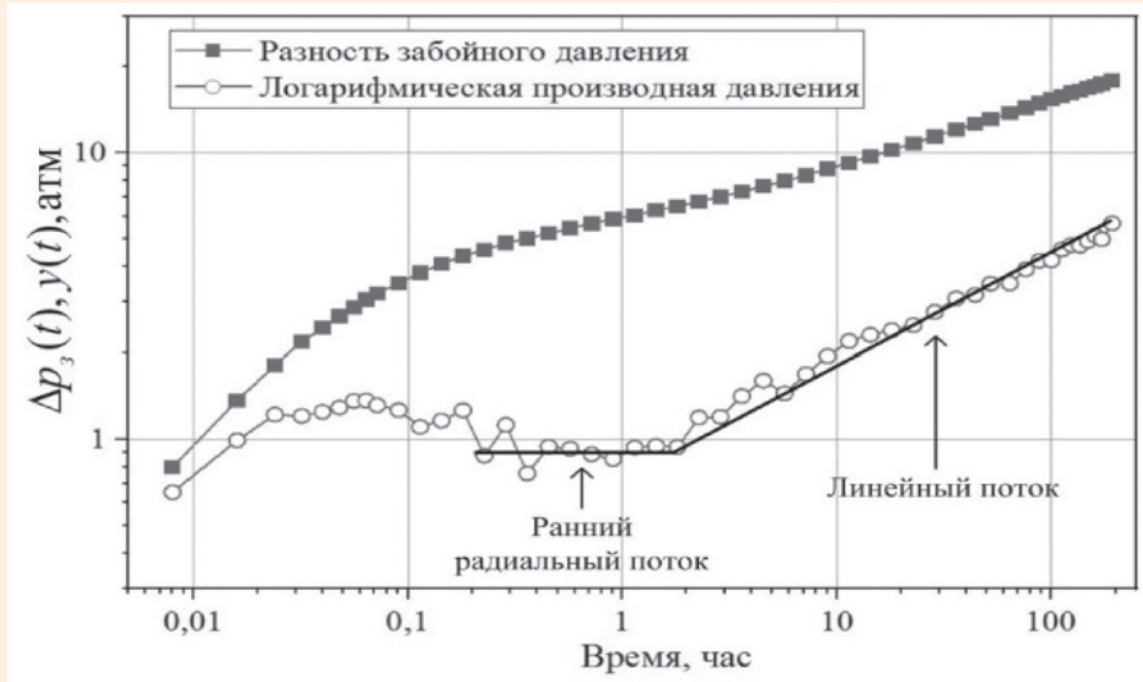


Рис. 11.
Классический диагностический график диагностики режимов течения

ческих параметров, t_{nk} – момент завершения диагностических потоков, ξ_n , η_n – случайные величины, представляющие разного рода погрешности и ошибки модели и априорной информации по скважине.

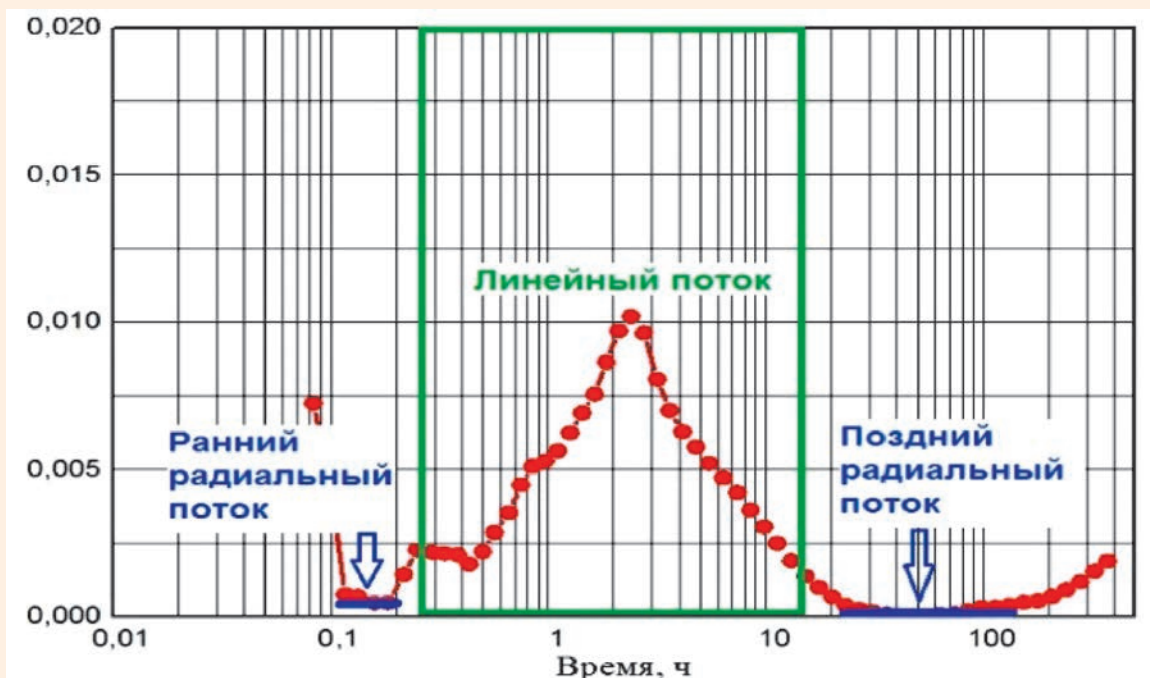
Данный подход обеспечивает дополнительные возможности прогноза времени начала

позднего радиального потока, что позволяет планировать время завершения испытаний скважин в процессе их проведения.

Результаты апробации системы Well Test Diagnostics на промысловых данных

Для апробации метода Well Test Diagnostics в процессе проведения ГДИ скважин с модулем прогнозирования поздне-радиального режима течения были проведены эксперименты и вы-

Рис. 12.
График диагностики режимов течения в модуле «Well Test Diagnostics»



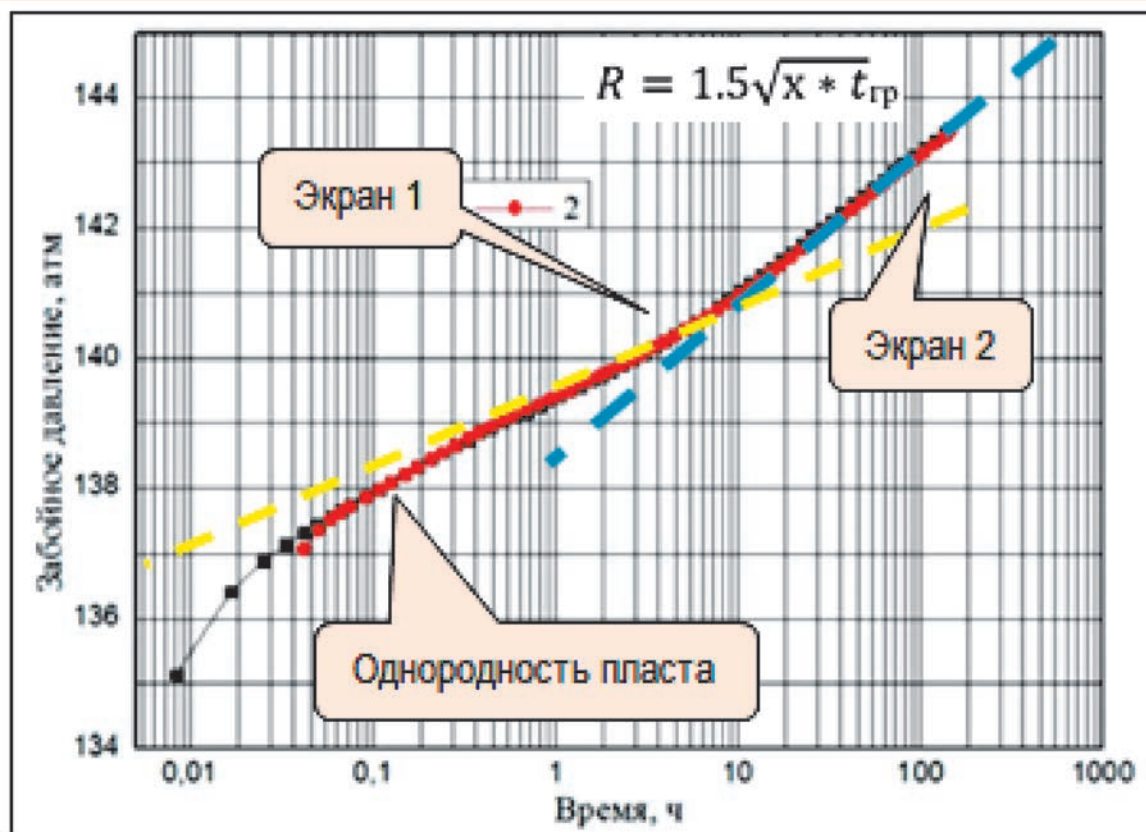
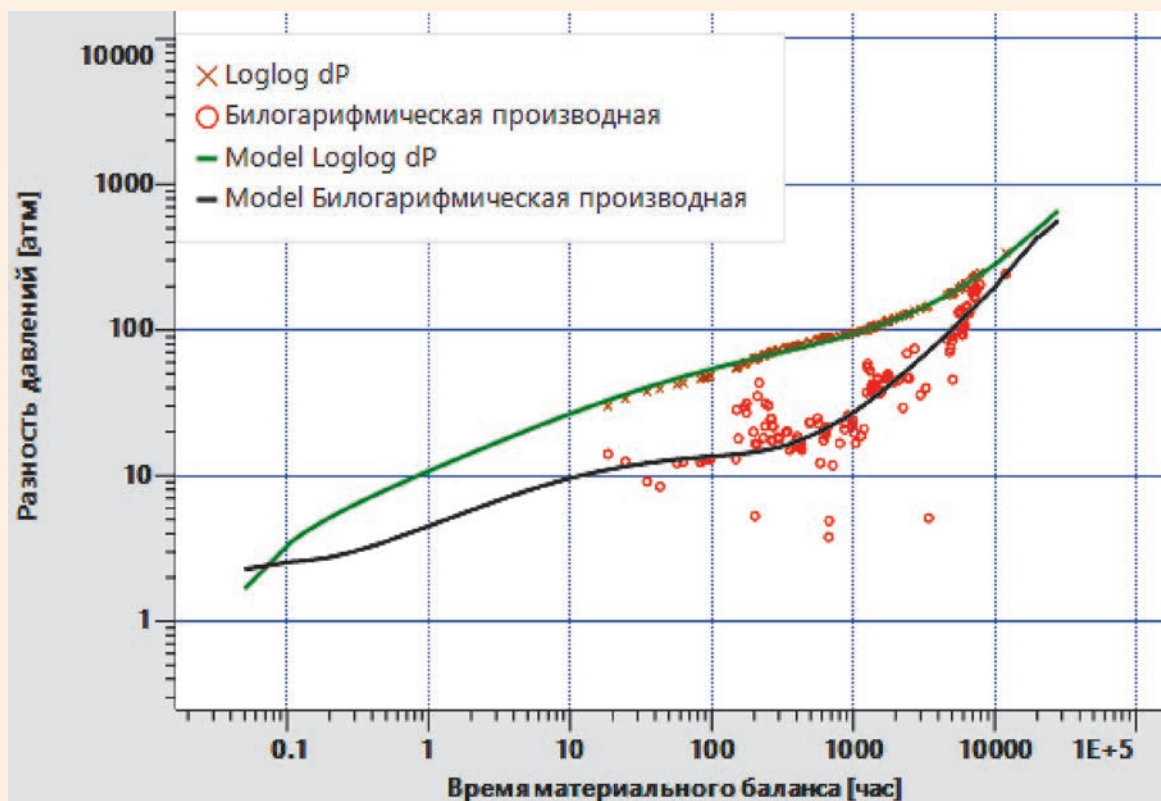


Рис. 13.
Полулогарифмический график

Рис. 14.
Диагностический график «Тораз»



Скважина	Метод идентификации	Время исследования, ч	Относительная ошибка, %			
			Радиальная проницаемость, K_{xy}	Пластовое давление	Эффективная длина ГС	Полный скин
№ 1	Saphir	115	19,4	2,9	34	6,9
	Well Test Diagnostics	115	0,71	0,47	1,2	1,6
№ 2	Saphir	120	56,7	3,4	103,8	19
	Well Test Diagnostics	120	0,45	0,79	0,81	3,7

Таблица 2.

Относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков

полнено сравнение с программным модулем *Saphir* от компании *KAPPA-workstation*:

- для каждого анализа были выбраны промысловые данные по нескольким скважинам со сложной неоднородной структурой с ТриЗ;
- по каждой скважине было выполнено определение момента времени начала и завершения раннего радиального и начала линейного потока;
- в каждой интерпретации инженер оценивал положение радиального режима течения. Если радиальный режим течения отсутствовал, данные отправлялись на вход расчетного модуля диагностики потоков по недовосстановленным моделям. Производился анализ по недовосстановленной модели с прогнозированием радиального режима течения;
- результаты прогноза сопоставлялись с оценкой инженера.

На **рис. 10** приведены инструментальные замеры забойного давления и дебита горизонтальной скважины месторождения Западной Сибири.

Стабилизация оценок параметров нефтяных пластов наступает уже на завершающей стадии линейного потока (**рис. 12**).

Из **рис. 12** видно, что использование восстановленных значений позволяет получить более гладкие значения оценок параметра, используемого в диагностических критериях, приведенных в **табл. 1**. Так, на участке раннего и позднего радиальных потоков параметр равен нулю, а в средней части линейного потока принимает значение, равное 0,35, что соответствует приведенным в **табл. 1** критериям.

Если присутствует длительная остановка скважины, то по полулогарифмическому графику инженер устанавливает радиус однородности пласта и расстояния до границ различных родов: околоскважинную зону с ухудшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами, неоднородность пласта, взаимовлияние скважин.

В **табл. 2** приведены относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков.

Метод *Well Test Diagnostics* позволяет:

- определять гидродинамические параметры нефтяных и газовых пластов в процессе проведения ГДИ скважин;
- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что обеспечивает повышение точности определения параметров нефтяных пластов, значительно сокращает время простоя скважин;
- определять параметры скважин нефтяных пластов и время завершения гидродинамических исследований по недовосстановленным моделям забойного давления в условиях искажения либо отсутствия позднего радиального потока;
- уточнять строение залежи, устанавливать радиус однородности пласта и расстояния до границ различных родов.

Выводы

К 2030 г. доля ТриЗ в добыче нефти увеличится с 22% до 36%, а к 2050 г. этот показатель составит почти половину от объемов добычи в России. Рост доли «трудной» нефти является технологическим вызовом. Для рентабельной разработки таких запасов необходимо использовать эффективные методы добычи.

Проблемой при освоении трудноизвлекаемой нефти является недостаток технологий, которые из-за антироссийских санкций сейчас слабо доступны для российских компаний, а потому вопросам освоения и совершенствования технологий разработки месторождений ТриЗ должно быть уделено максимальное внимание и наукой, и компаниями, и государством.

Основанная на концепции реализации автоматизированной системы удаленного онлайн-мониторинга параметров скважины разработка отечественной системы дистанционного мониторинга с модулем адаптивной идентификации и интерпретации данных ГДИ скважин позволит осуществлять более эффективную нефтедобычу ТриЗ, снизить внеплановые простои и потери по добыче нефти, а также минимизировать такие риски, как человеческий фактор. **И**

Литература

1. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. М. 2016. 272 с.
2. РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газовых месторождений». 2023. Доступно на: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/reglament_po_kompleksirovaniyu_1.pdf (обращение 15.03.2024).
3. Caers J. (2011). Modeling Uncertainty in the Earth Sciences. Wiley-Blackwell.
4. Abbaszadeh, M., Kamal, M.M., 1988. Automated Type-Curve Matching for Well Test Analysis. SPE-16443-PA.
5. Al-Kaabi, A.U., Lee, W.J., 1993. Using artificial neural nets to identify the well-test interpretation model. SPE-20332-PA.
6. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Томск: Томский политехнический университет. 2011. 198 с.
7. Blasingame, T.A., McCray, T.L., Lee, W.J., 1991. Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable.
8. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Хагай Д.Э. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. С. 181–187.

UDC 681.51:519.688

D.E. Hagai, Chief Geologist of LLC "Altair"¹, Engineer of Tomsk Polytechnic Institute², hagaide@altairoil.ru

¹70/д Irkutsk tract str, Tomsk, 634062, Russia.

²30 Lenin ave., Tomsk, 634050, Russia.

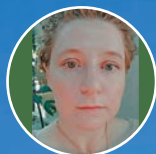
Development of a Tool for Rapid Diagnostics to Clarify the Structure of Fields with Hard-to-recover Reserves in Real Time

Abstract. To effectively manage the development of fields with hard-to-recover reserves, constant monitoring of the hydrodynamic parameters of the reservoir is necessary. The main source of such information about the parameters of oil and gas reservoirs is hydrodynamic studies of wells. The goal of the work is to increase the quantity and quality of studies, which can be achieved by automating their implementation, prompt processing of dynamic data and events at wells. The author of the article proposes the concept of conducting hydrodynamic testing of wells in real time, describes a domestic remote monitoring system with an adaptive identification module for hydrodynamic testing of wells, which will allow for more efficient oil production in fields with hard-to-recover reserves, reduce unscheduled downtime and losses in oil production, and also minimize such risks as a human factor.

Keywords: hard-to-recover reserves; smart well; intellectual deposit; horizontal wells; filtration flows; automation; hydrodynamic parameters; identification; interpretation; adaptation; a priori information.

References

1. Shafraniк Yu.K., Kriukov V.A. *Neftegazovyi sektor Rossii: trudnyi put' k mnogoobraziiu* [Russia's oil and gas sector: a difficult path to diversity]. Moscow, 2016, 272 p.
2. RD «Metodicheskie ukazaniia po kompleksirovaniu i etapnosti vypolneniia geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i fiziko-khimicheskikh issledovaniu pri razrabotke neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii» [Guidelines for the integration and phasing of geophysical, hydrodynamic and physical-chemical studies in the development of oil and gas fields]. 2023. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/reglament_po_kompleksirovaniyu_1.pdf (accessed 15 March 2024).
3. Caers J. (2011). Modeling Uncertainty in the Earth Sciences. Wiley-Blackwell.
4. Abbaszadeh, M., Kamal, M.M., 1988. Automated Type-Curve Matching for Well Test Analysis. SPE-16443-PA.
5. Al-Kaabi, A.U., Lee, W.J., 1993. Using artificial neural nets to identify the well-test interpretation model. SPE-20332-PA.
6. Sergeev V.L. *Integrirovannye sistemy identifikatsii* [Integrated identification systems]. Tomsk, TPU Publ., 2011, 198 p.
7. Blasingame, T.A., McCray, T.L., Lee, W.J., 1991. Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable.
8. Sergeev V.L., Dong Van Khoang, Khagai D.E. *Diagnosticheskie kriterii vydeleniia fil'tratsionnykh potokov v protsesse gidrodinamicheskikh issledovaniu gorizonta'l'nykh skvazhin* [Diagnostic criteria for identifying filtration flows in the process of hydrodynamic studies of horizontal wells]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [News of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering], 2020, vol. 331, no. 2, pp. 181–187.



С.Ю. Ромашенко
Газпром ВНИИГАЗ¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
старший научный сотрудник
S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru



В.М. Пищухин
канд. техн. наук
Газпром ВНИИГАЗ¹
Опытно-экспериментальный центр
отделение экспериментальных
исследований
ведущий научный сотрудник
V_Pishukhin@vniigaz.gazprom.ru



И.В. Чурикова
Газпром ВНИИГАЗ¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
начальник лаборатории
I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru



В.Ю. Трухин
канд. геол.-мин. наук
Газпром ВНИИГАЗ¹
центр геологического сопровождения
разработки месторождений
Европейской части и Западной Сибири
ведущий научный сотрудник
V_Trukhin@vniigaz.gazprom.ru



Е.Е. Поляков
д-р геол.-мин. наук
Газпром ВНИИГАЗ¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
главный научный сотрудник
E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru



Е.А. Лукьянова
Газпром ВНИИГАЗ¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
инженер 2 категории
E_Lukyanova@vniigaz.gazprom.ru

Повышение достоверности прогноза проницаемости коллекторов венда Восточной Сибири по данным ГИС и керна

¹Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, 15, стр. 1.

По данным ГИС коэффициент проницаемости коллекторов нефти и газа непосредственно в скважине не определяется. Традиционно используемая корреляция коэффициентов пористости или эффективной пористости с коэффициентом проницаемости на основе исследований керна не позволяет осуществить оценку $K_{пр}$ с приемлемой погрешностью в сложнопостранных неоднородных отложениях без учета дополнительных факторов, влияющих на проницаемость (структурные и минералогические факторы). С целью повышения достоверности прогноза проницаемости коллекторов венда Восточной Сибири по данным ГИС и керна авторами проведен сравнительный анализ трех альтернативных методик определения коэффициента проницаемости на примере коллекторов венда Восточной Сибири по данным ГИС и керна

Ключевые слова: ГИС; фильтрационные свойства; проницаемость; «гантельная» модель; многомерные регрессии

По данным ГИС коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) коллекторов нефти и газа непосредственно в скважине не определяется. Спектр физических измерений, включающий электрический, радиоактивный, акустический каротаж, не предполагает оценки потоковых характеристик поровой среды коллекторов. Ядерно-магнитный томографический каротаж (ЯМТК) приближается к оценкам фильтрационных характеристик – степени связанности флюидов в поровой среде в статическом состоянии, однако фильтрационные характеристики не измеряются.

Традиционно используемая корреляция коэффициентов пористости (K_n) или эффективной пористости ($K_{эф}$) [$K_{эф} = K_n (1 - K_{ов})$, где $K_{ов}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности] с коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) на основе исследований ядра не позволяет осуществить оценку $K_{пр}$ с приемлемой погрешностью в сложнопостранных неоднородных отложениях без учета дополнительных факторов, влияющих на проницаемость (структурные и минералогические факторы).

Анализ ядра показал, что коллекторы, особенно хамакинского и талахского горизонтов, представлены разнозернистыми песчаниками неоднородной сортировки с неравномерной гравийной и алевритовой примесью (с преобладанием крупнозернистых фракций в талахском горизонте). Породообразующая часть состоит преимущественно из кварца, реже – полевых шпатов и обломков пород (с повышенным содержанием калиевых полевых шпатов в талахском горизонте). Для отложений характерно

широкое и неравномерное развитие вторичных процессов – наличие карбонатного и ангидритового цемента, выщелачивание полевых шпатов, регенерация кварца, очаговая галитизация.

Как следствие, особенностью коллекторов хамакинского и талахского горизонтов является высокая дисперсия связи между пористостью и проницаемостью. При значениях пористости 5–10% значения проницаемости могут отличаться на 1,5–2 порядка.

При определении коэффициента проницаемости как функции пористости и/или эффективной пористости дисперсия оценок проницаемости соответствует распределению свойств $K_{пр}$ на керне. Для коллекторов венда Восточной Сибири при одном значении пористости проницаемость может варьировать в пределах одного порядка и более, хотя при этом коэффициент корреляции зависимостей $K_{пр} = f(K_n)$ или $K_{пр} = f(K_{эф})$ соответствует утвержденным законодательным значениям и составляет более 0,6 при учете литологии и дифференциации по площади и разрезу.

Если дисперсия $K_{пр}$ значительная, то используются методические приемы, принятые в интерпретации ГИС – уменьшение дисперсии за счет построения индивидуальных зависимостей для литотипов. Такая методика позволяет добиться улучшения достоверности прогноза величины $K_{пр}$. Сложность метода дифференциации зависимостей «кern – kern» по литологии заключается в обосновании каротажного предсказания самих литотипов, что может вносить дополнительную погрешность в прогноз $K_{пр}$.

Таблица 1.
Критерии выделения литотипов по ГИС для продуктивных горизонтов

Горизонт	Литотип	Пределы изменения параметров по ГИС		
		dГК ¹ , д.ед.	dНК ² , д.ед.	K _п , д.ед.
Талахский	Песчаник (к/з, с/з)	< 0,41	–	
	гравелит	> 0,41	> 0,38	
	алевролит (алевролит, глинистый песчаник, песчаник м/з)	> 0,41	< 0,38	
	глинистый алеврит (неколлектор)	> 0,41	< 0,21	< 0,065
Хамакинский	песчаник (к/з, с/з, м/з)	< 0,25	–	
	алевролит (глинистый песчаник и алеврит)	> 0,25	< 0,45	
	гравелит	> 0,25	> 0,45	
	глинистый алеврит (неколлектор)	> 0,47	< 0,45	< 0,04
Ботубинский	песчаник (к/з, с/з, м/з)	< 0,23	–	
	алевролит (глинистый песчаник и алеврит)	> 0,23	–	
	глинистый алеврит (неколлектор)	> 0,46	–	< 0,039

dГК¹ – двойной разностный параметр гамма каротажа;
dНК² – двойной разностный параметр нейтронного каротажа

Обоснование достоверности алгоритма оценки проницаемости коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов по данным ГИС и керн производилось на основе сопоставления коэффициентов корреляции прогнозов с исходными данными по керну для следующих методик:

– с использованием классических уравнений регрессий для литологических типов коллекторов (методика утверждена Экспертным советом ГКЗ в 2020 г.);

– априорных модельных гипотез строения фильтрационных каналов коллекторов – «гантельная модель»;

– многомерных регрессий (МР) комплекса информативных емкостных методов ГИС от фактических значений проницаемости по керну в пласте.

В качестве критерия использовался коэффициент корреляции R сопоставления ($K_{пр}$ прогноз – $K_{пр}$ факт-керн). Именно коэффициент корреляции (R) законодательно принято использовать для оценки достоверности корреляционных зависимостей согласно «Порядку определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья», утвержденному приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218.

Установление зависимостей $K_{пр} = F(K_n$ и/или $K_{нэф}$) на основе литологического расчленения разреза

На основе выборки, состоящей из 1423 пропластков, охарактеризованных керном, $K_{пр} = f(K_n)$ выделены следующие укрупненные литотипы:

для ботубинского горизонта:

- песчаник;
- алевролит (алевролит и глинистый песчаник);
- глинистый алевролит (неколлектор);

для хамакинского горизонта:

- песчаник;
- гравелит;
- алевролит (алевролит и глинистый песчаник);
- глинистый алевролит (неколлектор);

для талахского горизонта:

- песчаник;
- гравелит;
- алевролит (песчаник мелкозернистый, алевролит и глинистый песчаник);
- глинистый алевролит (неколлектор).

Обобщение критериев для выделения установленных литотипов приведено в **табл. 1**.

Послойное сопоставление литотипов по керну (уточненных в результате проделанной аналитической работы по описанию прослоев)

Таблица 2.

Зависимости $K_{пр} = f(K_n \text{ эф})$ для обобщенных литотипов

Горизонт	Литотип	Зависимость
Ботубинский горизонт	Песчаники	$K_{пр} = 66101/K_{нэф}^{-2.824}$ $R=0,75$ $N=353$
	Алевролиты, глин. песчаники	$K_{пр} = 11233/K_{нэф}^{-2.27}$ $R=0,77$ $N=38$
	Галитизированные породы	$K_{пр} = 4458,325 \cdot K_{нэф}^{-38,06}$ $R=0,74$ $N=25$
Хамакинский горизонт	Объединенный блок 1 Песчаники	$K_{пр} = 3909353,9/K_{нэф}^{-4.3}$ $R=0,71$ $N=694$
	Объединенный блок 2 Песчаники	$K_{пр} = 1884868,6/K_{нэф}^{-4.015}$ $R=0,81$ $N=849$
	Алевролиты, глин. песчаники	$K_{пр} = 29772/K_{нэф}^{-2.91}$ $R=0,82$ $N=93$
	Гравелиты	$K_{пр} = 3227118/K_{нэф}^{-3.96}$ $R=0,81$ $N=71$
	Галитизированные породы	$K_{пр} = 1378,34 \cdot 0,89^{1/K_{нэф}}$ $R=0,44$ $N=118$
Талахский горизонт	Объединенный блок 1 Песчаники	$K_{пр} = 185043/K_{нэф}^{-3.337}$ $R=0,67$ $N=555$
	Объединенный блок 2 Песчаники	$K_{пр} = 67758,77 \cdot K_{нэф}^{3.26}$ $R=0,55$ $N=474$
	Алевролиты, глин. песчаники	$K_{пр} = 700039 \cdot K_{нэф}^{4.415}$ $R=0,63$ $N=451$
	Галитизированные породы	$K_{пр} = 552 \cdot 0,904^{1/K_{нэф}}$ $R=0,44$ $N=74$
	Гравелиты	$K_{пр} = 1202503,1/K_{нэф}^{-4.049}$ $R=0,73$ $N=360$

Модель	Уравнение	Переменные
Kozeny–Carman (1938)	$k = \frac{\varphi^3}{[F\tau S(1-\varphi)^2]}$	Форма и искривлённость фильтрационных каналов, удельная поверхность
Kozeny–Carman (модификация Archie)	$k = \frac{r_{eff}^2}{8F}$	Эффективный радиус пор, параметр пористости (formation factor)
Krumbein and Monk (1943)	$k = 790D_g^2 \exp(-1,3\delta_D)$	Геометрически средний диаметр зерен, стандартное отклонение диаметра зерен
Berg	$k = 80,8\varphi^{5,1} D^2 e^{-1,385p}$	Медианный диаметр зерен
Van Baaren (1979)	$k = 10D_d^2 \varphi^{3,64+m} C^{-3,64}$	Доминантный диаметр зерен
Timur (1968)	$k = 0.136 \frac{\varphi^{4,4}}{S_{wirr}^2}$	Остаточная водонасыщенность
Coates and Denoo (1981)	$k = \left[\frac{100\varphi_e^2(1-S_{wirr})}{S_{wirr}} \right]^2$	Остаточная водонасыщенность
Swanson (1981)	$k = 339 \left(\frac{S_{hg}}{P} \right)_{apex}^{1,691}$	Отношение насыщения ртутью к давлению в точке апекса
RGPZ – Revil, Glover, Pezard & Zagora (1997)	$k_{RGPZ} = \frac{d^2 \varphi^{3m}}{4am^2}$	Средний диаметр зерен, упаковка, цементация
Amaefule и др. (1993)	$k = 1,014(FZI)^2 \left[\frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2} \right]$	$FZI = \frac{1}{\sqrt{F\tau S}}$ – индикатор зоны потока
Winland (1997)	$\log(R_{35}) = 0,732 + 0,588 \log(k_{air}) - 0,864 \log \varphi_{core}$	R_{35} – радиус фильтрационных каналов при 35-процентном насыщении ртутью

Таблица 3.
Модели для прогноза проницаемости

и расчетных литотипов по ГИС, согласно приведенному выше алгоритму (табл. 1), показало, что для коллекторов ботубинского горизонта совпадение достигло 93,2%, для коллекторов хамакинского горизонта – 95,3%, талахского горизонта – 88,9%. Построенные для обобщенных литотипов зависимости $K_{пр\ керн} - K_{пр\ ГИС}$ при расчете $K_{пр\ ГИС}$ по разработанным зависимостям представлены в табл. 2. Построение петрофизических зависимостей проводилось в ПО *Geoffice Solver*, в котором статистические оценки качества аппроксимации оценивались по критерию тесноты связи (КТС) из отношения остаточной дисперсии ($\sigma_{ост}$) аппроксимации к исходной дисперсии функции ($\sigma_{функции}$):

$$КТС = (\sigma_{ост} - \sigma_{функции}) / \sigma_{функции}$$

Значение КТС меняется в пределах от 0 до 1. Если значение КТС близко к нулю, значит, уравнение плохо аппроксимирует статистику, если близко к единице – хорошо. Значение КТС

и коэффициента детерминации R^2 связаны выражением: $R^2 = 1 - (1 - КТС)^2$.

Для оценки проницаемости применяются также многочисленные эмпирические модели, наиболее полно представленные в работе [3] (табл. 3).

Опробование применения моделей для отложений ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов в области широкого диапазона проницаемости коллекторов и крайней их неоднородности показало, что наиболее адекватной является «гантельная» модель.

Установление зависимостей $K_{пр} = F(K_n \text{ и/или } K_{n\ \text{эф}})$ на основе принятия априорной «гантельной» модели

«Гантельная» модель учитывает различия эквивалентных сечений (ёмкостных, фильтрационных, электрических) макро- и микрокапилляров, связанных между собой в силу электрогидродинамической аналогии. Соотношения сечений определяются электрической извилистостью пустотного пространства – расширением токо-

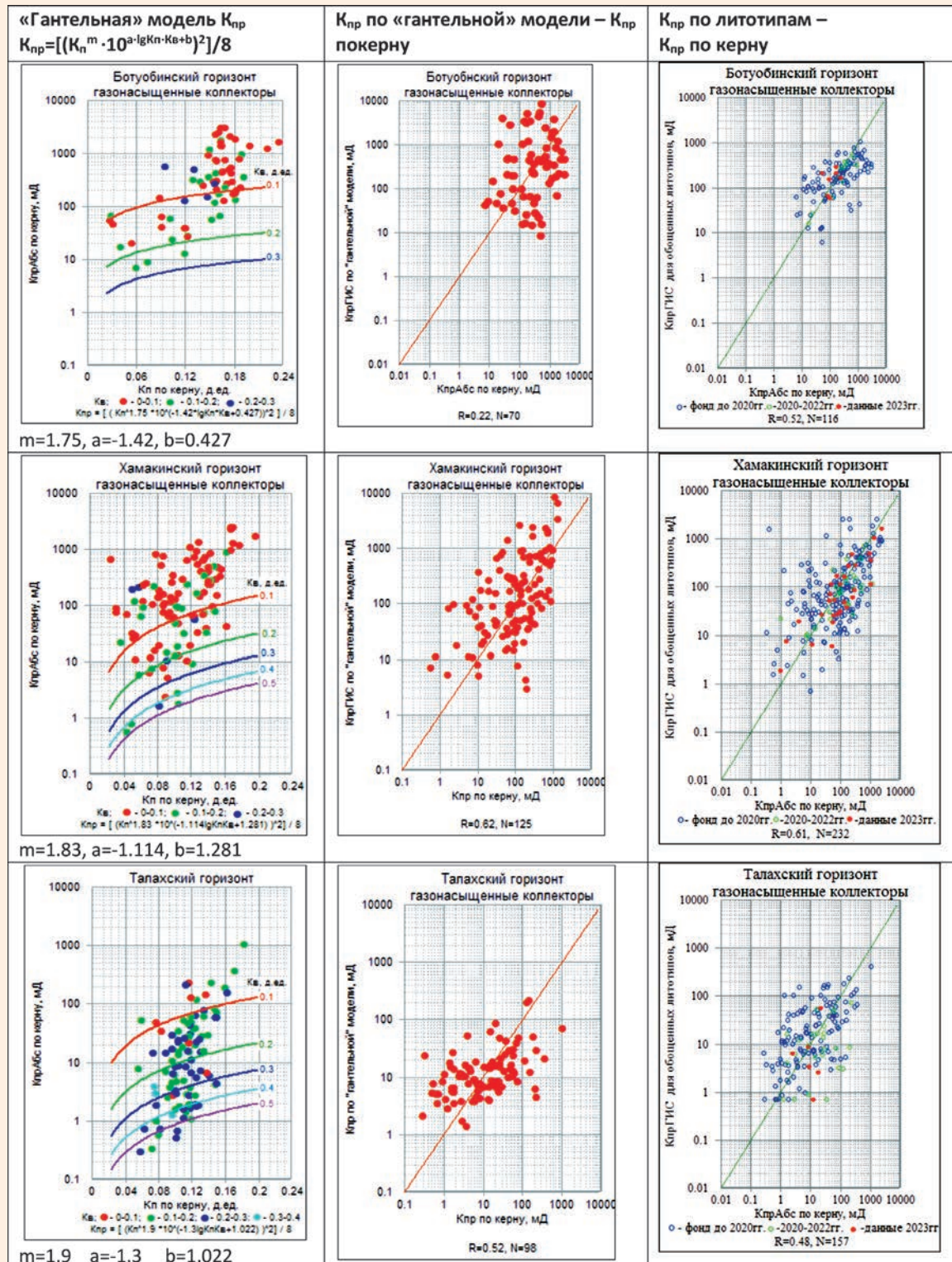


Таблица 4. Сопоставление результатов расчета проницаемости по «гантельной» модели и по литотипам

вых линий в крупных пустотах и сужением в соединяющих каналах.

$$K_{np} = A \cdot P_w / P_n^2 = A \cdot K_n^{2m} / (K_n \cdot K_{vo})^w,$$

Коэффициент проницаемости при использовании «гантельной» модели рассчитывается по формуле, приведенной [3]:

где K_n, K_{np}, K_{vo} – коэффициенты пористости, проницаемости, связанной водонасыщенности; P_n, P_w – параметры пористости, влажности; $m,$

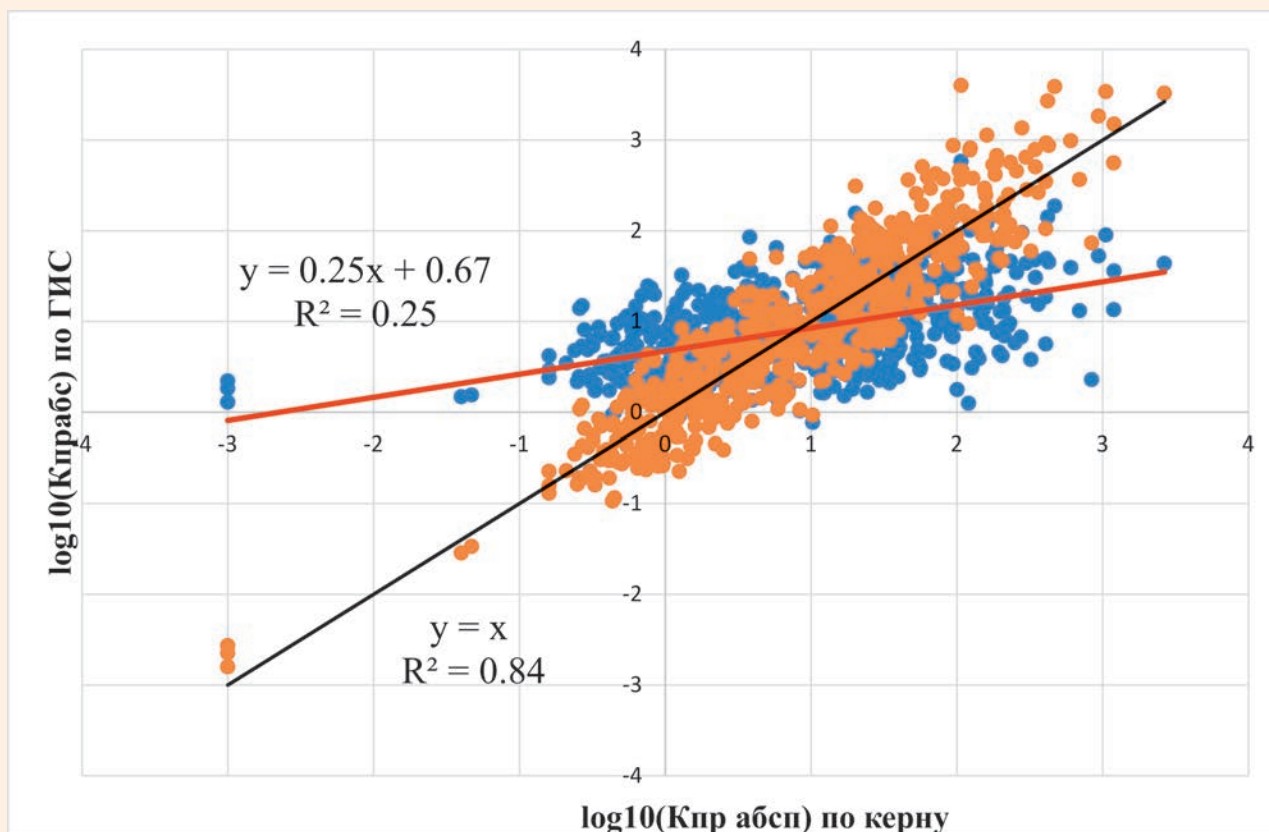


Рис. 1.

Результаты сопоставления уравнения прогнозной проницаемости $\log_{10}(K_{пр\text{ абсп}})$ по ГИС с бисектрисой для определения координат точки пересечения

w – показатели степени в их зависимостях от K_n и объёмной влажности; A – параметр, учитывающий долю микрокапилляров, занятых связанной водой.

Для адаптации уравнения «гантельной» модели к изучаемым отложениям использованы результаты исследований керна, включающие определение K_n , $K_{пр}$, $K_{во}$ (по данным капилляриметрии). Подбор параметров A и w выполнен по уравнению регрессии петрофизических параметров: по оси абсцисс – $\lg(K_n \cdot K_{в.св.})$, по оси ординат – $\lg(P_n \cdot v(8 \cdot K_{пр}))$. Параметр m принят равным 1,75; 1,83; 1,9 для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов, соответственно, согласно принятым зависимостям $P_n = 1/K_n^m$. Полученные уравнения имеют вид:

– ботубинский горизонт: $\lg(v(8 \cdot K_{пр})/K_n^{1,75}) = -1,42 \cdot \lg(K_n \cdot K_{в.св.}) + 0,427$;

– хамакинский горизонт: $\lg(v(8 \cdot K_{пр})/K_n^{1,83}) = -1,114 \cdot \lg(K_n \cdot K_{в.св.}) + 1,281$;

– талахский горизонт: $\lg(v(8 \cdot K_{пр})/K_n^{1,9}) = -1,3 \cdot \lg(K_n \cdot K_{в.св.}) + 1,022$.

В **табл. 4** приведены сопоставления регрессий, полученных на одной выборке образцов керна и пластов по ГИС, для гипотетической гантельной модели и фактической модели по литологии, с оценкой коэффициента корреля-

ции. Коэффициент корреляции R показывает тесноту связи между прогнозными и фактическими (по керну) значениями проницаемости. Он используется для оценки достоверности корреляционной зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ в соответствии с «Порядком определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенности толщины пласта по залежи углеводородного сырья», утвержденным приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218.

Для качественной оценки тесноты связи на основе коэффициента корреляции используются соотношения Чэддока: 0,1–0,3 – связь слабая; 0,3–0,5 – связь умеренная; 0,5–0,7 – связь заметная; 0,7–0,9 – связь тесная; 0,9–0,99 – весьма тесная связь.

Коэффициенты проницаемости по «гантельной» модели характеризуются некоторым превышением по сравнению с расчетными по литотипам и с керном для ботубинского и талахского горизонтов.

Коэффициенты корреляции по ботубинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам по «гантельной» модели и по литологической соответственно составляют: 0,22 и 0,52; 0,62 и 0,61; 0,52 и 0,48. Таким образом, применение литологической методики в продуктивной части

Параметры	Козффициент R (ботубинский горизонт)	Козффициент R (хамакинский горизонт)	Козффициент R (талахский горизонт)
1. dHK, Kпак, dГК, Кпгк, КгГИС	0,76	0,76	0,56
2. КпG, dHK, dГК, КгГИС	0,78	0,75	0,53
3. dHK, Kпак, Кпгк	0,59	0,63	0,6
4. КпG, dHK, dГК	0,71	0,71	0,56
5. КпG, dHK	0,62	0,55	0,58

Таблица 5.

Козффициенты корреляции по результатам прогнозирования проницаемости по данным ГИС при сопоставлении с фактическими значениями по керну

отложений позволяет достичь «умеренной» связи по классификации Чэддока сходимости K_{np} по ГИС с K_{np} по керну.

Применение многомерных регрессий

Поскольку в практике геофизических каротажных измерений в скважине нет прямых методов определения проницаемости, то одним из «резервных» вариантов методики прогноза являются множественные регрессии и нейронные сети. При этом входными данными служит практически вся каротажная информация, что в идеальной ситуации приводит к повышению достоверности модели K_{np} . Действительно, такой подход позволяет повысить достоверность, когда ни один из традиционных методов не приносит желаемого результата, однако до конца непонятна природа взаимосвязи входных и искоемых параметров. По данным кандидатской диссертационной работы А.В. Хабарова, анализ результатов применения нейронных сетей (НР) по сравнению с многомерными регрессиями (МР) показывает, что они несколько уступают результатам применения МР.

Посредством МР и/или многопараметрических полиномов реализуются зависимости геологических параметров (K_n , K_{np} и др.) от геофизических параметров (dHK, dГК, АК, ГГКП, УЭС и др.):

$$Y = F(\text{Par}_1, \text{Par}_2, \dots, \text{Par}_m),$$

где Y – геологический параметр (K_n , K_{np} и др.), $\text{Par}_1, \text{Par}_2, \dots, \text{Par}_m$ – геофизические параметры, F – полином n -ой степени.

В качестве аппроксимационного полинома рассматривался вид функции

$$\lg(K_{np} \text{ Абсп}) = k_0 + f(K_{пG}, dHK, dГК, K_{гГИС2}) = k_0 + k_1 \cdot K_{пG} + k_2 \cdot K_{пG}^2 + k_3 \cdot K_{пG}^3 + k_4 \cdot dHK + k_5 \cdot dHK^2 + k_6 \cdot dHK^3 + k_7 \cdot dГК + k_8 \cdot dГК^2 + k_9 \cdot dГК^3 + k_{10} \cdot K_{гГИС2} + k_{11} \cdot K_{гГИС2}^2 + k_{12} \cdot K_{гГИС2}^3, \quad (1)$$

где – интерполяционное значение коэффициента проницаемости; неизвестные коэффициенты интерполяции.

Вид интерполяционного многочлена предполагает независимость между собой оценок геофизических параметров, поэтому в полиноме присутствуют только степени измеренных параметров $dHK \times K_{пG}$, $K_{пG}^3 \times dHK$ и т.п. Однако на практике между рядом методов ГИС существует корреляционная зависимость, а также случайные ошибки каждого вида каротажа, включая исходную проницаемость. В результате при прогнозировании для ряда комбинаций методов возникает систематическая ошибка между прогнозируемой и исходной проницаемостью по керну (смещенное линейное уравнение), хотя интерполяционное уравнение должно соответствовать биссектрисе (рис. 1). Для корректировки соответствующего многочлена применяются корректирующие коэффициенты, определяющие точку пересечения фактического тренда с биссектрисой. Эти коэффициенты позволяют откорректировать полученную МР до совпадения с данными по керну, при этом коэффициент корреляции увеличивается.

Набор геофизических параметров предварительно нормируется в интервале 0–1. Так, например, УЭС преобразуется в комплексный параметр – газонасыщенность $K_{гГИС}$ (с использованием параметров R_p и R_n), акустический и нейтронный каротаж преобразуются в ком-

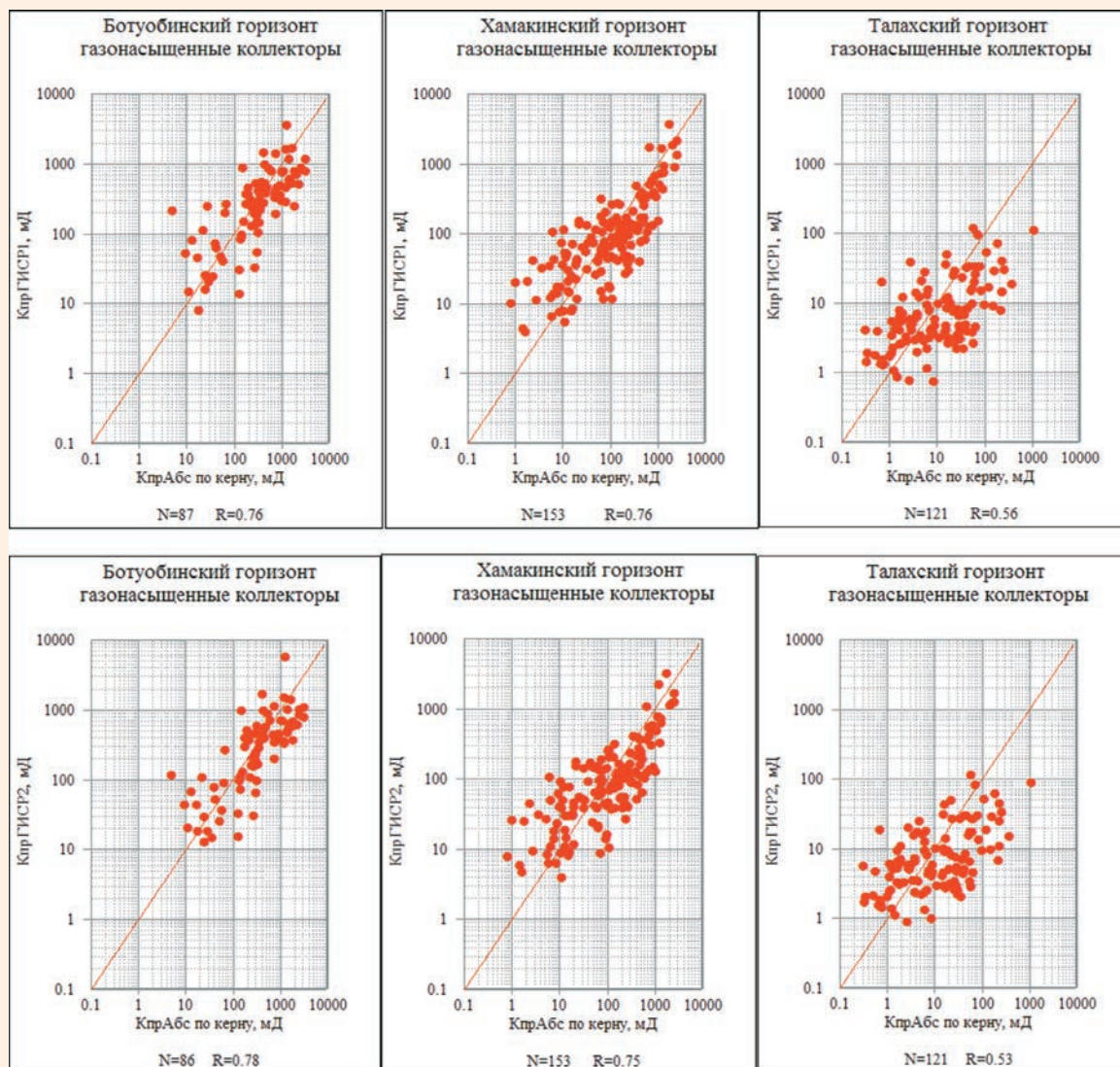


Рис. 2.

Результаты сопоставления прогнозной проницаемости, рассчитанной по полиному, и фактической по керну для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при использовании исходных параметров d_{HK} , $d_{ГК}$, $K_{пак}$, $K_{п\text{ ггк}}$, $K_{ГИС}$ и при замене $K_{пак}$ и $K_{п\text{ ггк}}$ импедансом $K_{пГ}$

плексный параметр – пористость по импедансу. Коэффициенты полинома подбираются индивидуально, критерием их выбора является сходимость результатов расчета с данными керна.

Аналізу подвергались по разным горизонтам разные наборы геофизических параметров (от 2 до 5) при использовании полиномов до 3 степени. Наилучшие результаты получены при вариантах для полиномов 3 степени, приведенных в **табл. 5**.


Для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при использовании исходных параметров d_{HK} , $d_{ГК}$, $K_{пак}$, $K_{п\text{ ггк}}$, $K_{ГИС}$ (газонасыщенность определена по УЭС из зависимостей параметров пористости и насыщения R_p , R_n) максимальный коэффициент корреляции (R) прогнозной проницаемости, рассчитанной по полиному, и фактической по керну составил

0,76–0,78; 0,76–0,75; 0,56–0,53. Эти значения наблюдаются как при использовании исходных параметров d_{HK} , $d_{ГК}$, $K_{пак}$, $K_{п\text{ ггк}}$, $K_{ГИС}$, так и при замене $K_{пак}$ и $K_{п\text{ ггк}}$ импедансом $K_{пГ}$ (**рис. 2**). Уменьшение информативных емкостных методов ГИС приводит к уменьшению коэффициента тесноты связей.

Выводы

- Методика прогноза проницаемости, основанная на множественной регрессии, позволяет достичь наиболее высоких коэффициентов корреляции между $K_{пр}$ расчетным по полиномам и по керну (диапазоны $K_{пр}$ по полиномам и по керну совпадают) на уровне по соотношению Чэддока: 0,5–0,7 – связь «заметная», однако до конца непонятна природа взаимосвязи входных и искомых параметров.

- Литологическая методика прогноза проницаемости по литотипам при существенной неоднородности и широком диапазоне ФЕС коллекторов имеет физическое объяснение для каждого литотипа, однако по соотношению Чэддока связь «умеренная» 0,45–0,51.
- Методика, основанная на «гантельной» модели, имеет ограниченное применение

в условиях совпадения действительного фильтрационного строения коллекторов с модельным представлением. Ее возможно применять в засоленных коллекторах песчаников в отложениях ботубинского, хамакинского и таляхского горизонтов. По соотношению Чэддока связь прогнозной модели с фактическими данными по ядру «умеренная» 0,3–0,5. 

Литература

1. Ахметов Р.Т., Кнеллер Л.Е. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства // Каротажник. 2013. № 7(229). С. 75–88.
2. Военно-технические вопросы высшей математики и математические основы военной кибернетики / Под ред. И.В. Сухаревского. Харьков: ВИРТА ПВО. 1990. 383 с.
3. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по ядру, каротажу и промысловым данным // Каротажник. 2009. Вып. 189.

UDC 550.8.056 (073)

S.Yu. Romashchenko, Senior Researcher of Laboratory of Scientific and Methodological Support for Reserve Calculation, Gazprom VNIIGAZ¹, S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

V.M. Pishchukhin, Cand. Sc. (Technology), Leading Researcher, Experimental Research Department, Experimental Center, Gazprom VNIIGAZ¹, V_Pishchukhin@vniigaz.gazprom.ru

I.V. Churikova, Head of Laboratory of Scientific and Methodological Support for Reserve Calculation, Gazprom VNIIGAZ¹, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

V.Yu. Trukhin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher of Center for Geological Support of Field Development in the European Part and Western Siberia, Gazprom VNIIGAZ¹, V_Trukhin@vniigaz.gazprom.ru

E.E. Polyakov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Laboratory of Scientific and Methodological Support for Reserve Calculation, Gazprom VNIIGAZ¹, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

E.A. Lukyanova, Engineer Category 2, Laboratory of Scientific and Methodological Support for Reserve Calculation, Gazprom VNIIGAZ¹, E_Lukyanova@vniigaz.gazprom.ru

¹15 bldg. 1, Gazovikov str., poselok Razvilka, urban district Leninsky, Moscow region, 142717, Russia.

Increasing the Reliability of Forecasting the Permeability of Vendian Reservoirs in Eastern Siberia Based on Geophysical Well Logging Data and Core

Abstract. According to well logging data, the permeability coefficient of oil and gas reservoirs is not determined directly in the well. The traditionally used correlation of porosity coefficients or effective porosity with the permeability coefficient based on core studies does not allow the estimation of the permeability coefficient with an acceptable error in complex heterogeneous sediments without taking into account additional factors affecting permeability (structural and mineralogical factors). In order to increase the reliability of the forecast of the permeability of the Vendian reservoirs of Eastern Siberia based on geophysical studies of wells and cores, the authors conducted a comparative analysis of three alternative methods for determining the permeability coefficient using the example of the Vendian reservoirs of Eastern Siberia according to well logging and core data.

Keywords: geophysical surveys of wells; filtration properties; permeability; “dumbbell” model; multivariate regressions.

References

1. Akhmetov R.T., Kneller L.E. *Prognoz absolutnoi pronitsaemosti granuliarnykh kollektorov na osnove gantel'noi modeli pustotnogo prostranstva* [Forecast of the absolute permeability of granular reservoirs based on the dumbbell model of void space]. *Karotazhnik* [Logger], 2013, no. 7(229), pp. 75–88.
2. *Voенно-tekhnicheskie voprosy vysshei matematiki i matematicheskie osnovam voennoi kibernetiki* [Military-technical issues of higher mathematics and mathematical foundations of military cybernetics]. Ed. by I.V. Sukharevsky. Kharkov, VIRTA PVO Publ., 1990, 383 p.
3. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. *Otsenka pronitsaemosti terrigennykh plastov-kollektorov po kernu, karotazhu i promyslovym dannym* [Estimation of the permeability of terrigenous reservoirs based on core, logging and field data]. *Karotazhnik* [Logger], 2009, issue 189.



А. М. Кирсанов
ВНИГНИ
младший научный сотрудник
kirsanov@vnigni.ru



С. Н. Лаврова
ВНИГНИ
младший научный сотрудник
lavrova@vnigni.ru

Определение подсчётных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов в условиях ограниченного комплекса ГИС на примере месторождения Восточной Сибири

¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт. Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

Данная работа посвящена проблеме определения пористости и выделения эффективных толщин в условиях ограниченного комплекса ГИС. Авторы составили методику интерпретации данных геофизических исследований скважин. В работе проанализированы результаты изучения керна и проведено их сопоставление с результатами ГИС. Определены коллекторские свойства усть-кутского горизонта, составлено петрофизическое обоснование для сейсмической инверсии

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований скважин; анализ данных керна; методика и интерпретации; кавернозно-трещинные коллекторы; петрофизическое обоснование сейсмической инверсии

Результаты интерпретации геофизических исследований скважин являются основным источником информации, используемой для задач сейсморазведки. Точность результатов в первую очередь зависит от достоверности определения основных подсчетных параметров: эффективных толщин, коэффициентов пористости коллекторов. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород со сложным минералогическим составом или сложной структурой порового пространства по данным геофизических исследований скважин является сложной и, зачастую, до конца не решенной задачей.

Авторами предложены методические подходы по оценке подсчетных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов Восточной Сибири. Рассматриваемый подход апробирован на примере одного из месторождений Восточной Сибири в интервале усть-кутского горизонта.

Методика интерпретации данных геофизических исследований скважин, заложенная в подсчет запасов по данному участку, не подтверждается по результатам опробования, поэтому появилась потребность в появлении новой методики интерпретации данных с учетом ограниченного комплекса ГИС. Авторами разработана методика интерпретации для определения подсчетных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов в условиях ограниченного комплекса ГИС на примере месторождения Восточной Сибири. Методика основана на использовании комплекса геолого-геофизической информации с учетом минералогического состава пород.

В качестве основных были определены следующие задачи исследования:

– изучить особенности отложений на основе анализа данных керн и диаграмм геофизических исследований скважин для диагностики свойств продуктивных отложений месторождения углеводородов одного из месторождений Восточной Сибири;

– разработать достоверную методику интерпретации карбонатных отложений усть-кутского горизонта на основе комплекса ГИС с учетом изменчивости литологического строения и фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтегазоконденсатного месторождения Лено-Тунгусской НГП;

– петрофизическое обоснование, выделение сложнопостроенных коллекторов с помощью сейсмической инверсии.

Объектами исследования были определены продуктивные пласты В3 и В5 усть-кутского горизонта.

Исследуемое месторождение располагается в Иркутской области, в тектоническом плане приурочено к Непско-Ботуобинской впадине. В Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области на открытых месторождениях запасы нефти и газа приурочены как к карбонатным, так и к терригенным отложениям.

Продуктивные пласты усть-кутского горизонта относятся к карбонатному комплексу венда и представлены преимущественно сложнопостроенными по структуре пустотного пространства породами. В кровле горизонт перекрывается мощным пластом солей.

Усть-кутский горизонт представлен двумя пластами доломитов (В3 и В5), разделенных между собой перемычкой мощностью от 5 до 20 м. Перемычка представляет собой прослаивание доломитов, глинистых доломитов, ангидритов [1].

Для решения поставленной проблемы была составлена база данных по скважинам, включающая в себя материалы ГИС, результаты оперативной интерпретации, лабораторных исследований керн, испытаний/опробований, координаты устьев скважин и инклинометрию.

Для поставленных задач были обобщены и проанализированы 50 скважин, которые выбирались по наличию наиболее полного комплекса ГИС, необходимого для проведения интерпретации в усть-кутских пластах, а также по наличию необходимой геолого-геофизической информации.

Анализ результатов исследования керн

В интервале усть-кутского горизонта исследования керн проводились по 5 (1, 2, 3, 4, 5) скважинам, в том числе исследования стандартных и полноразмерных образцов керн, специальные исследования, детальное макроскопическое описание керн, детальное литолого-петрографическое описание пород по шлифам, определение минералогического состава пород рентгено-дифрактометрическим методом, фотографии колонки керн, фотографии петрографических шлифов.

Фильтрационно-емкостные параметры измерялись на стандартных и полноразмерных образцах. Коэффициент пористость варьирует от 0,04% до 12,92%. Коэффициент проницаемости – от 0,001 мД до 611,385 мД.

В рамках анализа лабораторных исследований керн был построен график «пористость – проницаемость» (рис. 1), из которого видно, что образцы обладают высокой проницаемостью, которая не зависит от изменения пористости, что указывает на наличие трещинной составляющей. Также из графика

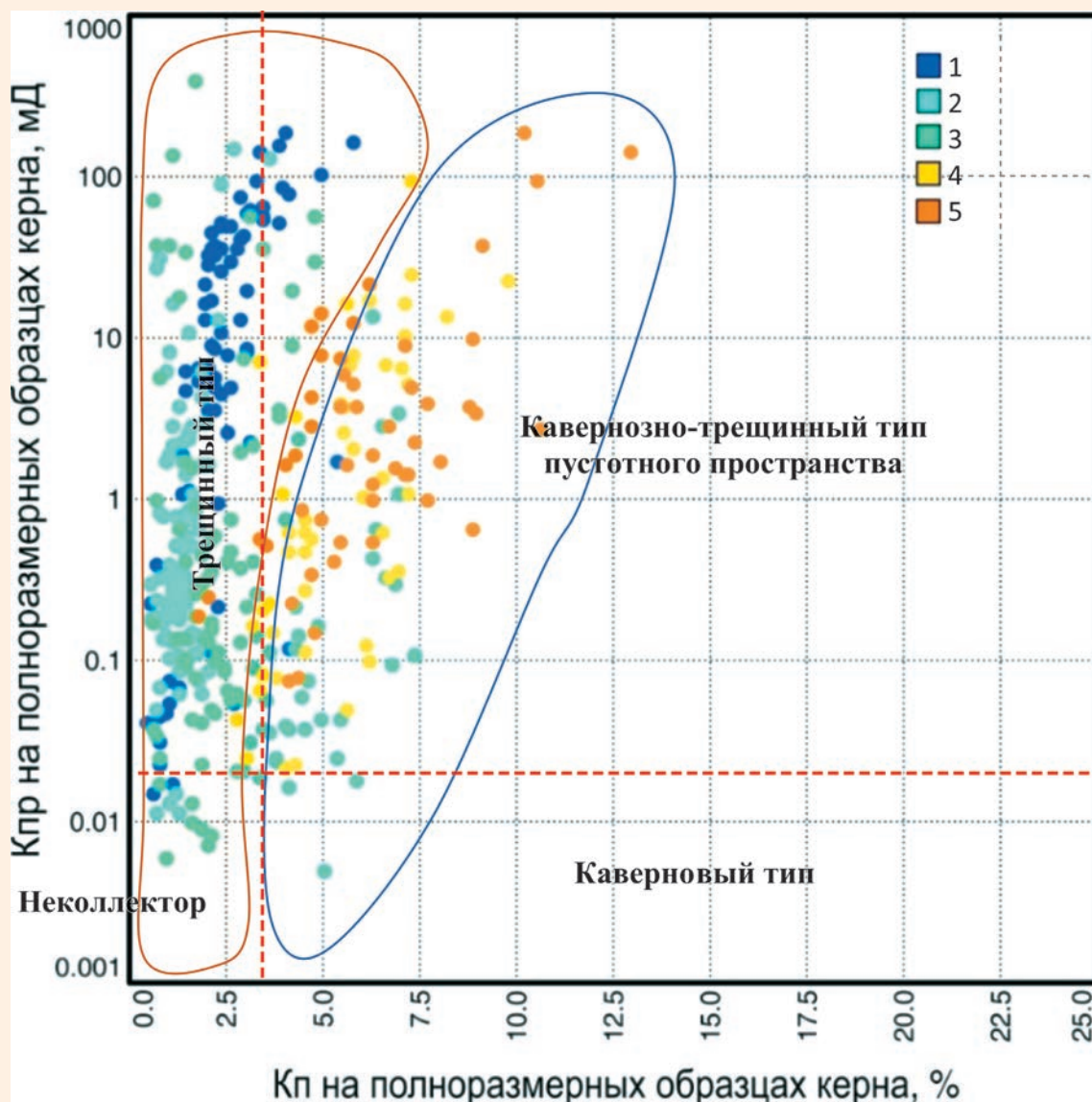


Рис. 1.
Сопоставление пористости и проницаемости на полноразмерных образцах по скважинам

видно, что скважины условно можно поделить на две группы по ФЕС: скважины № 4 и 5, характеризующиеся высокой проницаемостью и имеющие достаточно высокие показания ёмкости (до 10%); и скважины № 1, 2, 3 – также с высокой проницаемостью и обладающие низкой ёмкостью (до 5%).

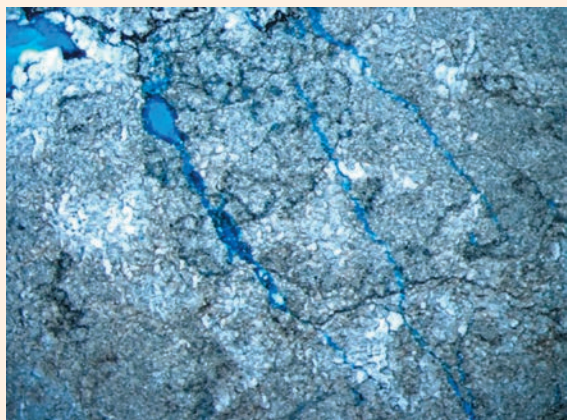
Для подтверждения факта наличия двух типов разреза был проведен анализ шлифов. Результаты исследования (рис. 2) наглядно демонстрируют структуру порового пространства.

Скважины первой группы характеризуются наличием трещин и приуроченных к ним каверн выщелачивания, а также отсутствием открытой пористости. Данный тип разреза представлен фактически чистым доломитом с незначительным содержанием ангидрита и редким засо-

лонением каверн в разрезе. Породы обладают высокой проницаемостью за счет микротрещин и достаточно высокой емкостью.

Вторая группа скважин сохраняет наличие трещин, однако по ним идут вторичные процессы засоления, которые заполняют частично трещины и полностью заполняют каверны. Каверны и макротрещины залечены солью, что значительно снижает фильтрационно емкостные свойства.

При анализе дебитов было выявлено, что низкие дебиты (до 10 м³) характерны для пород с трещинным типом пустотного пространства, высокие (десятки и сотни м³) – для кавернозных коллекторов. Ценность трещинных коллекторов с промышленной точки зрения невелика, однако кавернозные представляют высокую значимость для эксплуатации.



а

б

Рис. 2.

Примеры фотографий шлифов: а – большое скопление каверн, сообщающихся с помощью микротрещин; б – интенсивное засоление, сохраненная микротрещиноватость

Подтверждение двух типов разрезов можно установить с помощью метода рентгенофазового анализа (РФА), поскольку из всех методов определения минерального состава горных пород рентгеновский анализ является наиболее информативным.

При анализе литологических исследований выделяются компоненты со средним содержанием: доломит – 84,1%, глинистая компонента – 0,4%, ангидрит – 8,2% и галит – 5,11%.

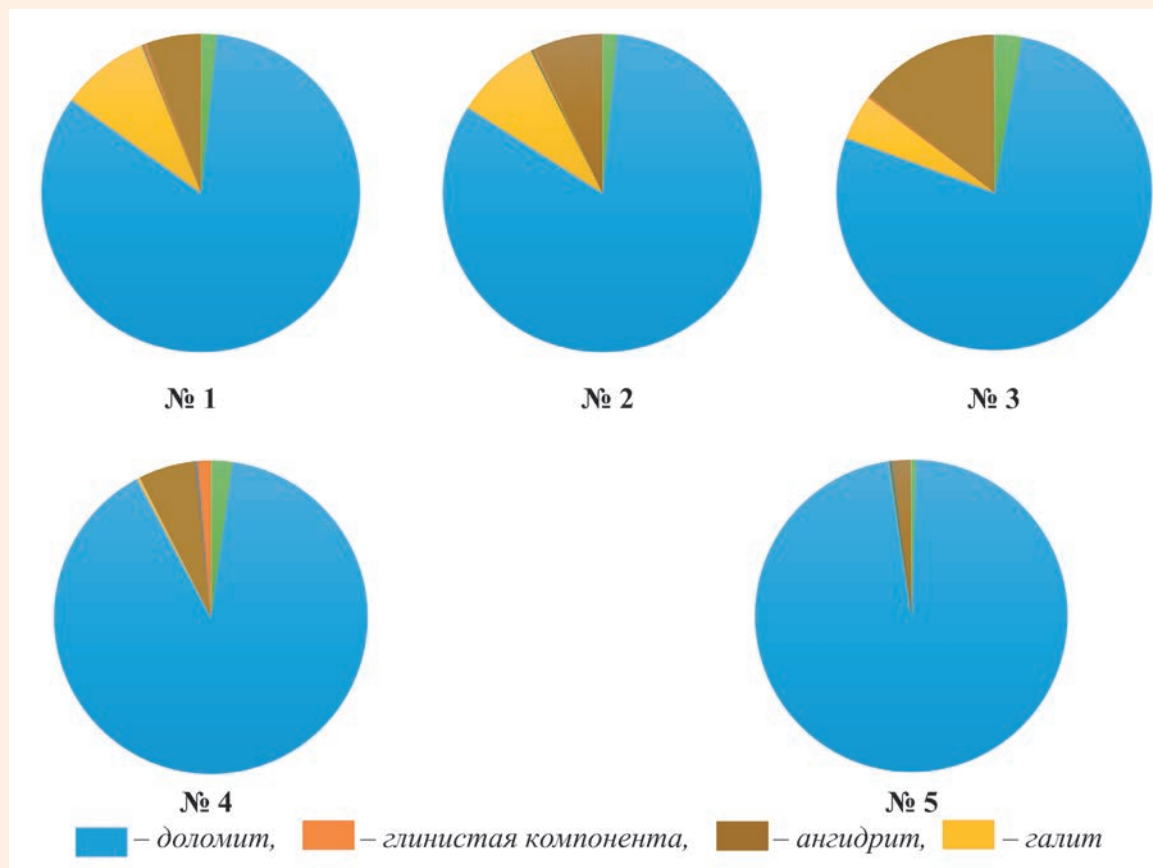
Рис. 3.

Диаграммы содержания минерального состава методом РФА по скважинам

Также с малым содержанием встречается кальцит, кварц, полевые шпаты и единичные зерна пирита. На диаграммах (рис. 3) представлены содержания компонент по скважинам.

Интерпретация данных ГИС

Применяемая ранее методика не подтверждается по результатам опробования: эффектив-



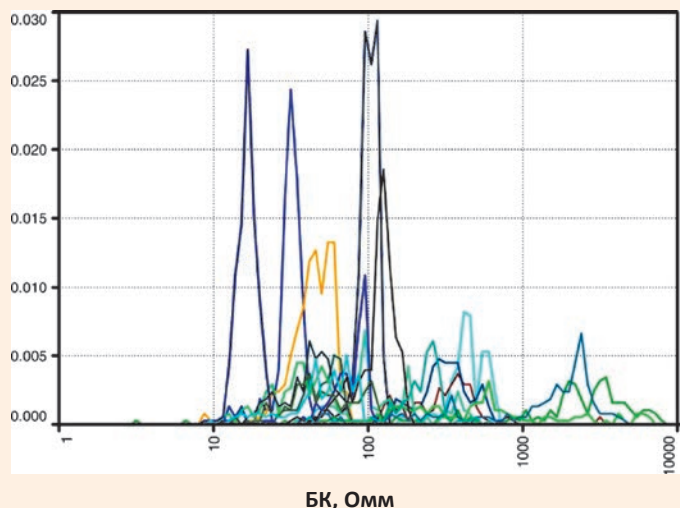


Рис. 4.
Распределение удельного электрического сопротивления по методу БК

ные толщины были существенно завышены. Это связано с тем, что стандартная модель связи пористости с акустическим каротажем, которая применялась в подсчете запасов, не позволяет разделить открытую пористость и засоленные каверны. Также, при выделении эффективных толщин не учитывались качественные критерии – в том числе электрометрия.

Интерпретация проведена в 50 скважинах, которые выбирались по наличию наиболее полного комплекса ГИС, необходимого для проведения интерпретации (ГК-НГК-АК-ГГКп-УЭС высокого разрешения), а также скважин, обладающих необходимой геолого-геофизической информацией (лабораторные исследования керна, испытания и опробования).

Фактический комплекс ГИС по анализируемой группе скважин представлен общими исследованиями в масштабе глубин 1:500 по всему стволу: кавернометрия, гамма-каротаж, ННК-Т

или НГК, инклинометрия; и детальным комплексом: МБК, БК, ИК, ВИКИЗ, ГК, НГК, ННК-Т, ГГКп, АК, кавернометрия.

На изучаемом месторождении не был проведен специальный комплекс ГИС для работы с трещинными коллекторами (АКШ, который позволил бы по разнице показаний продольной и поперечной волны выделить зоны развития трещиноватости, имиджеры акустический или электрический). В связи с этим комплекс ГИС является ограниченным для данного типа разреза.

Геолого-технологические условия проведения ГИС

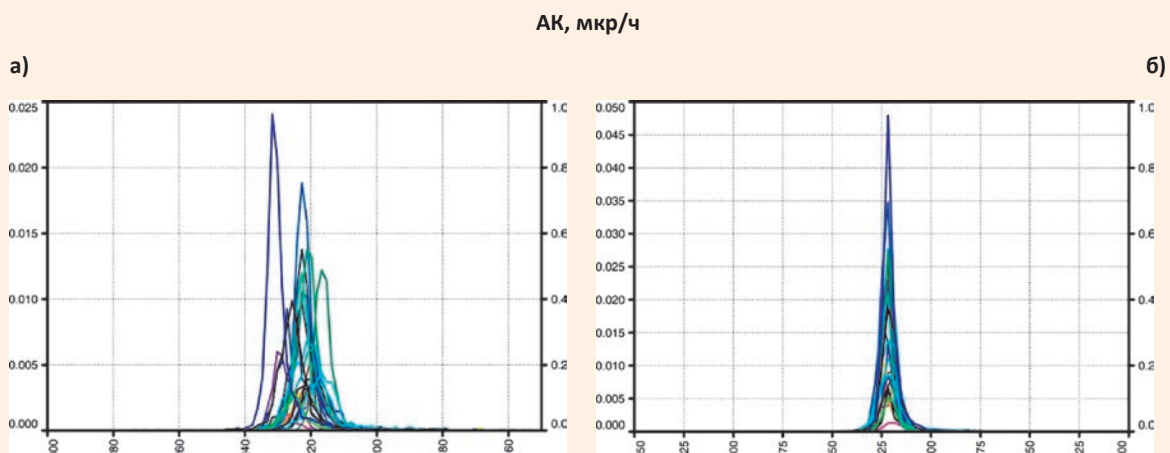
Для пластов усть-кутского горизонта исследования пластовой воды отсутствуют. Для дальнейших расчетов среднее значение удельного электрического сопротивления принято – 0,04 Ом·м, при минерализации 350–450 г/дм³ и пластовой температуре 20 °С. При наличии в разрезе галогенных толщ бурение ведётся на высокоминерализованных промысловых жидкостях во избежание гидратообразований и размыва пластов солей.

Определение исходных геофизических параметров

По комплексу ГИС определялись исходные геофизические параметры: удельные электрические сопротивления пласта (ρ_p), величина интервального времени пробега упругой волны (dT) по данным акустического каротажа, величина плотности по ГК (σ), двойной разностный параметр ГК (dGK).

На графике распределения УЭС по БК (рис. 4) видно – общий уровень сопротивления в скважинах сильно меняется, что в условиях одинаковых условий проведения каротажа говорит о некорректности показаний. Это позволяет ис-

Рис. 5.
Распределение интервального времени пробега продольной волны в скважинах в интервале солей до (а) и после нормировки (б)



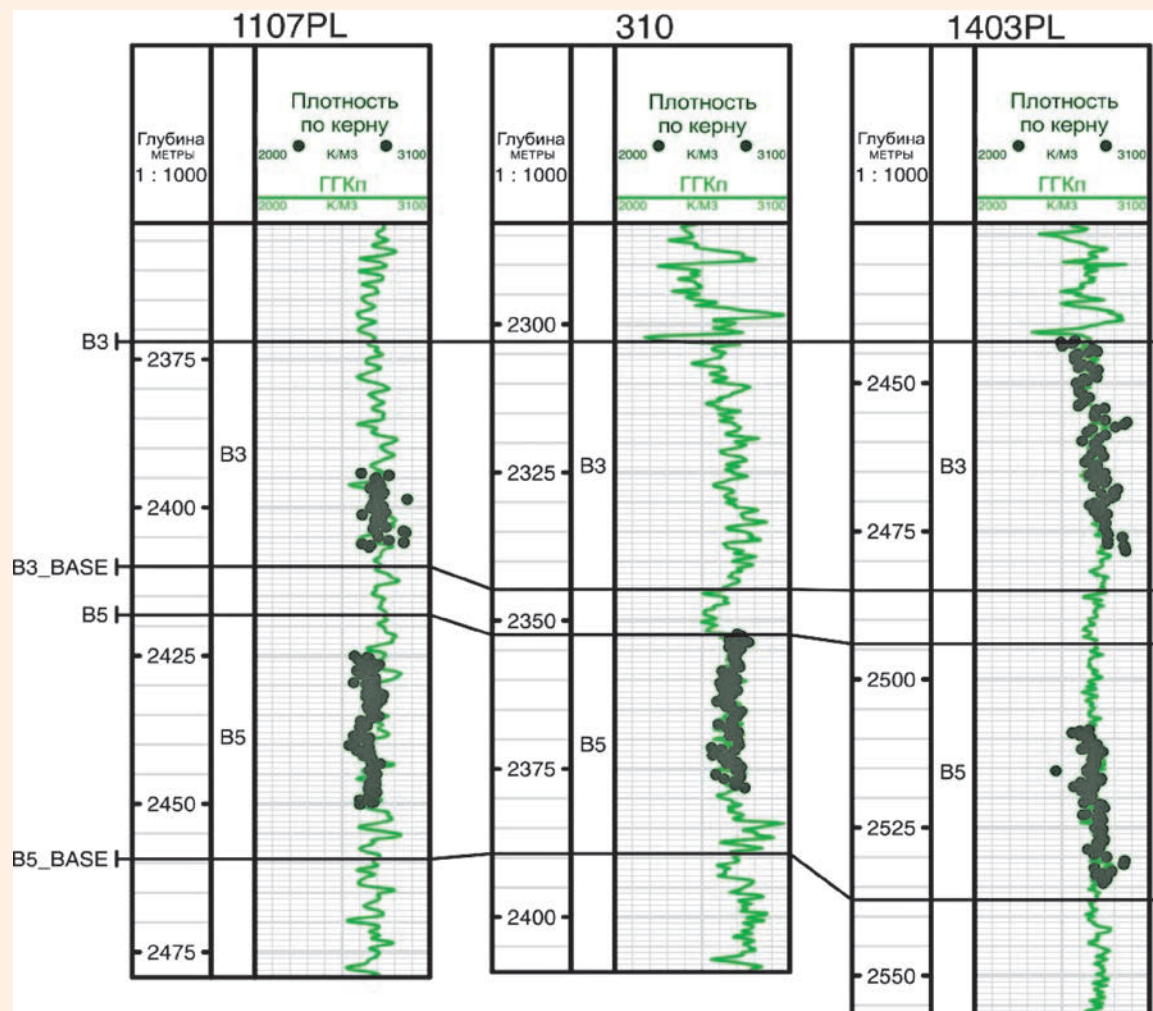


Рис. 6.
Пример нормировки ГГКп на замеры объемной плотности по керну

пользовать боковой каротаж только для качественной интерпретации.

Определение водородосодержания пород (W) по НК оказалось затруднительным из-за отсутствия информации об аппаратуре и неполноценных материалов (наличие только одного зонда для двухзондовых модификаций).

Нормировка акустического каротажа проводилась в интервале неразмытых солей (размер каверны < 2 диаметров скважины) на уровень 222 мкс/м (рис. 5).

Показания ГГКп нормировались на замеры объемной плотности по керну (рис. 6). В скважинах без керновых исследований выполнялась проверка показаний метода в неразмытых интервалах мощных соленосных толщ усольского горизонта.

Выделение коллекторов, определение эффективных толщин

Прямые качественные признаки выделения коллекторов в исследуемом разрезе отсутствуют.

Было принято решение выделять коллекторы по электрометрии, по пористости, рассчитанной по уравнению Дахнова–Арчи. В связи с тем, что полностью промывается пустотное пространство, коэффициент водонасыщенности остается постоянным, коэффициенты a , b , n – постоянны, будет менять только пористость и коэффициент m , т.к. он зависит от взаимодействия пор внутри коллектора, а поскольку в разрезе большой коэффициент трещиноватости, то даже в интервале коллектора он может изменяться из-за плотности и направления трещин. Это позволяет лишь на качественном уровне использовать уравнение Дахнова–Арчи.

Для оценки общей пустотности в интервале карбонатных отложений усть-кутского горизонта использовался оптимизационный подход, основанный на построении объемной минералогической модели отложений. Вещественный состав пород представлен в основном доломитом с различным объемом ангидрита, галита

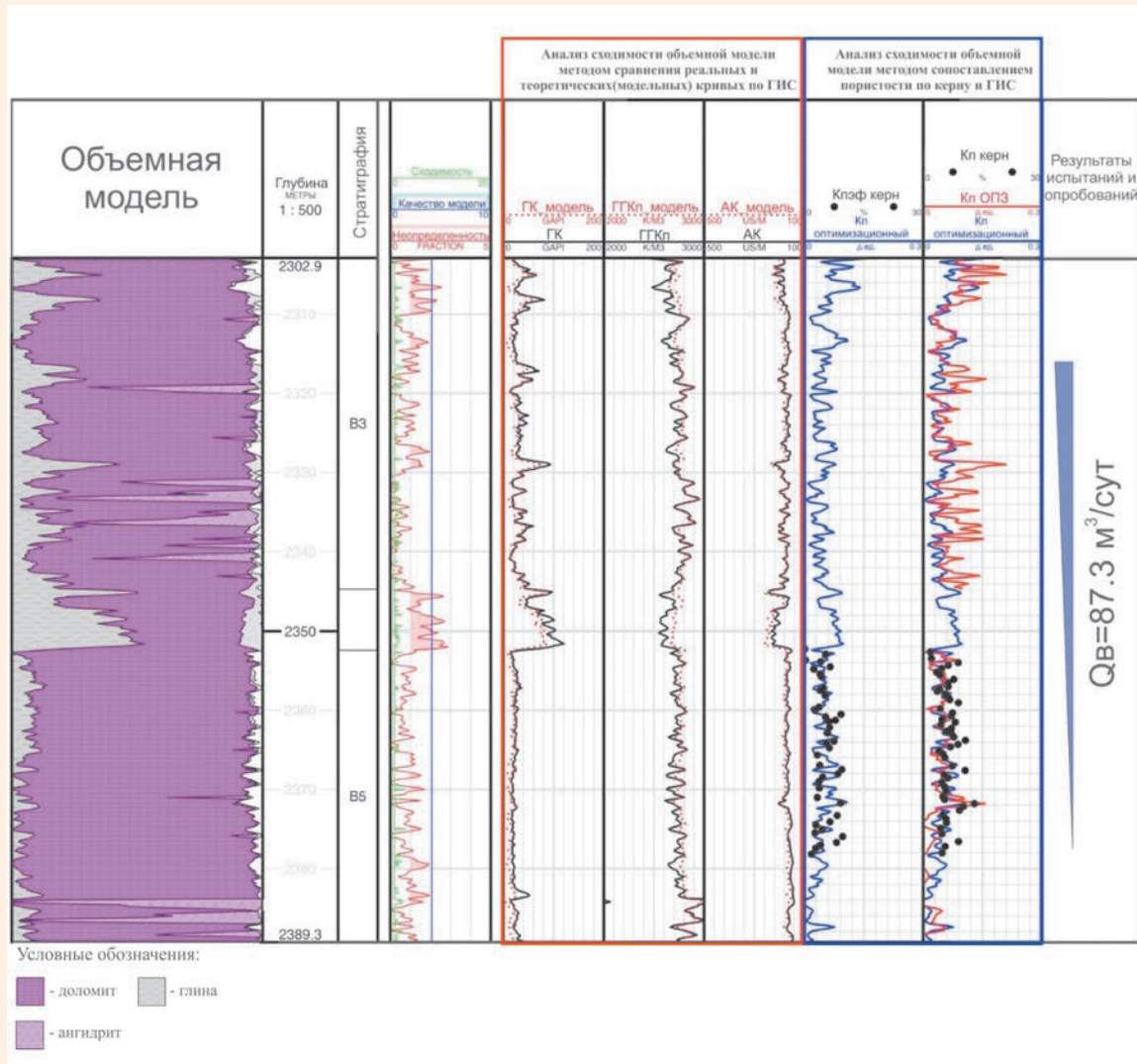


Рис. 7.
Анализ сходимости объемной модели методом сопоставления пористости по керну и ГИС и методом сравнения реальных и теоретических (модельных) кривых по ГИС

и глинистого вещества. Одновременно все компоненты учесть невозможно, поэтому в разных скважинах применялись разные минералогические модели, в зависимости от описания керна, шлифов, РСА и самосогласованности моделей (рис. 7, 8).

Всего использовались две модели: доломит + ангидрит + глина + Кп – для I типа разреза и доломит + галит + глина + Кп – для II типа разреза. В построении объемных моделей участвовали методы ГК, ГГКп и АК:

$\Delta T = \Delta T_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + \Delta T_{\text{анг}} \times V_{\text{анг}} + \Delta T_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $\delta = \delta_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + \delta_{\text{анг}} \times V_{\text{анг}} + \delta_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + \delta_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $I_{\text{гк}} = I_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + I_{\text{анг}} \times V_{\text{анг}} + I_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + I_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $1 = V_{\text{дол}} + V_{\text{анг}} + V_{\text{гл}} + K_{\text{п}};$	$\Delta T = \Delta T_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + \Delta T_{\text{гал}} \times V_{\text{гал}} + \Delta T_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $\delta = \delta_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + \delta_{\text{гал}} \times V_{\text{гал}} + \delta_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + \delta_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $I_{\text{гк}} = I_{\text{дол}} \times V_{\text{дол}} + I_{\text{гал}} \times V_{\text{гал}} + I_{\text{гл}} \times V_{\text{гл}} + I_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$ $1 = V_{\text{дол}} + V_{\text{гал}} + V_{\text{гл}} + K_{\text{п}};$
---	---

ΔT – интервальное время пробега продольной волны по методу АК, мкс/м;
 δ – объемная плотность по данным гамма-гамма-плотностного каротажа, г/см³;
 $I_{\text{гк}}$ – гамма-активность пород определенная по данным ГК, мкр/ч;
 $\delta_{\text{ж}}, \delta_{\text{дол}}, \delta_{\text{анг}}, \delta_{\text{гл}}, \delta_{\text{гал}}$ – плотность промывочной жидкости, доломита, ангидрита, глины и галита, г/см³;
 $I_{\text{ж}}, I_{\text{дол}}, I_{\text{анг}}, I_{\text{гл}}, I_{\text{гал}}$ – водородосодержание промывочной жидкости, доломита, ангидрита, глины и галита, мкр/ч;
 $\Delta T_{\text{ж}}, \Delta T_{\text{дол}}, \Delta T_{\text{анг}}, \Delta T_{\text{гл}}, \Delta T_{\text{гал}}$ – интервальное время пробега продольной волны по жидкости, доломиту, ангидриту, глине и галиту, мкс/м.

Петрофизическое обоснование сейсмической инверсии

В данном разделе определялась возможность прогноза литологии в поле упругих свойств,

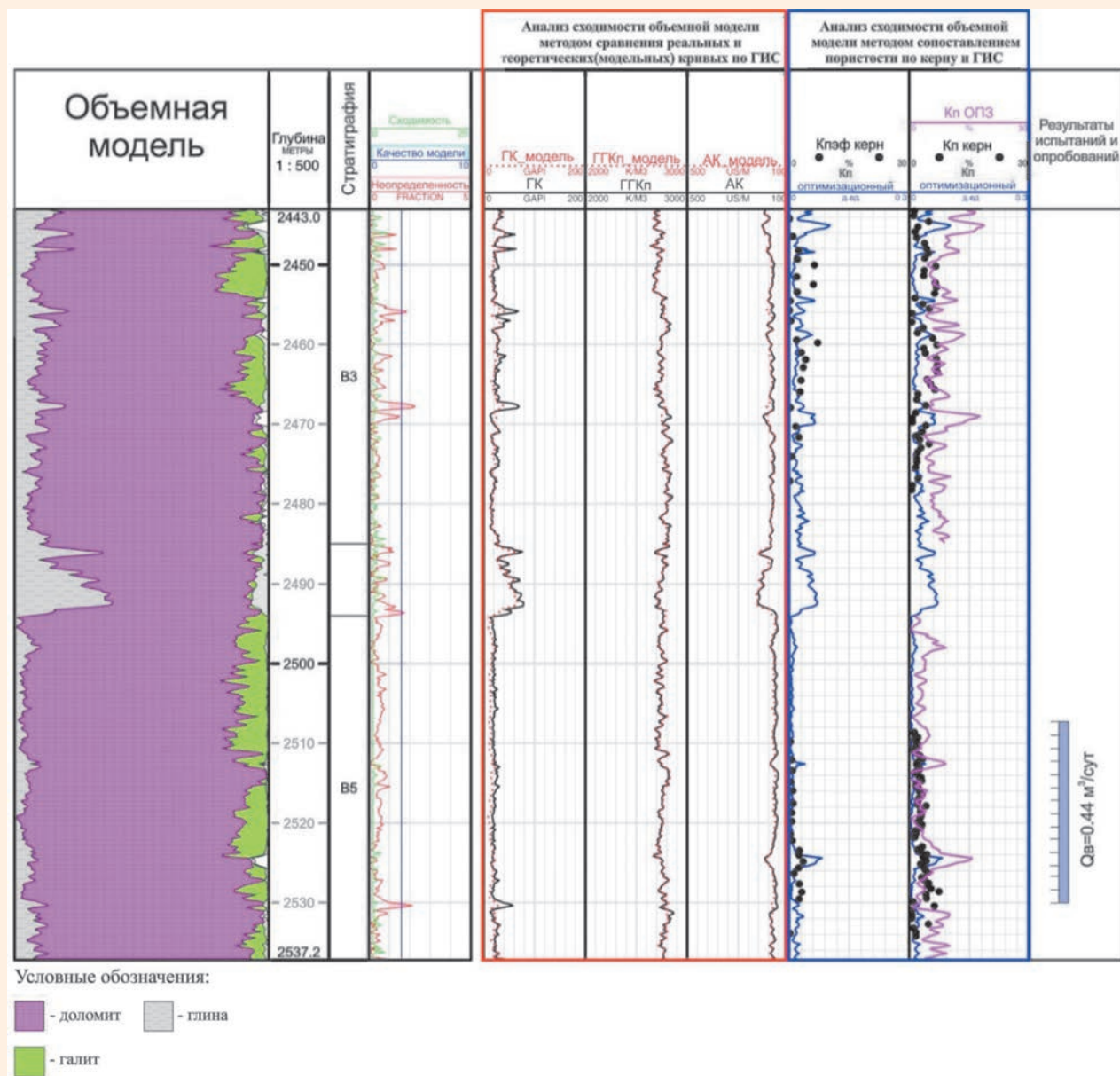


Рис. 8. Анализ сходимости объемной модели методом сопоставления пористости по керну и ГИС и методу сравнения реальных и теоретических (модельных) кривых по ГИС

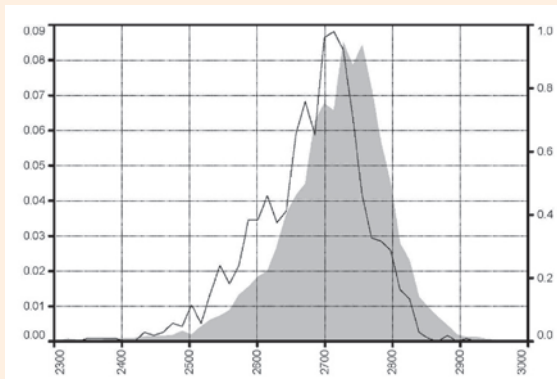
а также возможность выделения коллектора по набору упругих свойств, которые были зарегистрированы в скважине. В зависимости от того, с помощью каких полей можно разделить породы на «коллектор» и «неколлектор», даются рекомендации по выбору сейсмической инверсии.

На основании базовых характеристик – скорости пробега продольной волны, плотности, а также акустического импеданса, разделение практически отсутствует (рис. 9а, 9б, 10а), поэтому была привлечена скорость пробега поперечной волны, которая была рассчитана из объемной модели с помощью формулы (1).

$$DT_s = DT_{сдол} \times V_{дол} + DT_{санг} \times V_{анг} + DT_{сгал} \times V_{гал} + DT_{сгл} \times V_{гл} \quad (1),$$

где $DT_{сдол}$, $DT_{санг}$, $DT_{сгл}$, $DT_{сгал}$ – интервальное время пробега поперечной волны по доломиту, ангидриту, глине и галиту, мкс/м.

Поперечная волна даёт лучший результат по разделению в связи с тем, что в засоленных типах разреза, поперечная волна будет бежать по интервалам каверн и трещин, т.к. они заполнены твердым веществом – галитом, а в скважинах, где засоление отсутствует, скорость поперечной волны будет снижена за счет того, что в кавернах и трещинах, заполненных флюидом, поперечная волна не распространяется. Таким образом, на рис. 10б выделяется четкая граница, граничное значение по V_p/V_s – 1,7.



а)

V_p , м/с

Рис. 9.

Гистограмма распределений значений а) V_p ; б) RHO_V

На рис. 11 – пример подтверждения выделения коллекторов с помощью граничного значения.

Выводы

1. На рассматриваемой территории в интервале усть-кутского горизонта выделяются два типа разреза: I тип – с каверно-трещинным типом пустотного пространства и II тип – со значительным засолением и наличием отдельных незалеченных каверн и микротрещин.

2. Появление даже незначительных объёмов галита крайне негативно сказывается на ФЭС. При низких значениях ёмкости невозможно различить засоленные интервалы и коллектора.

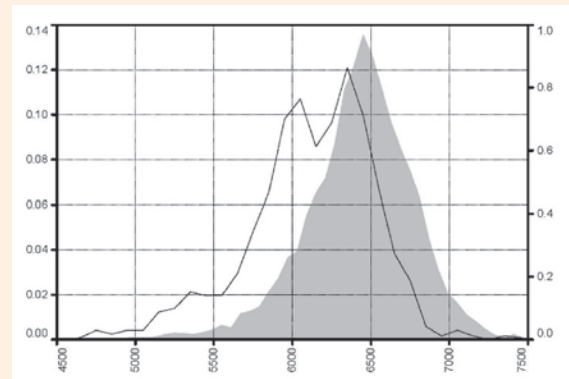
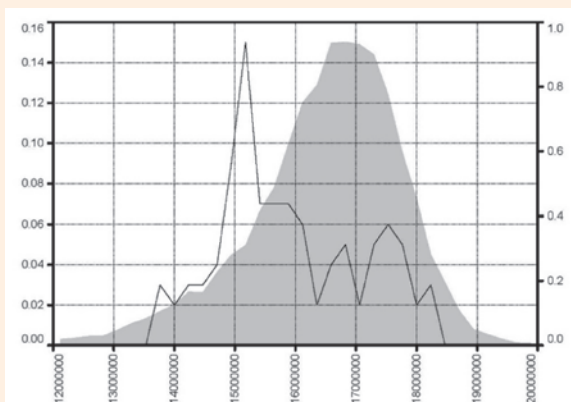
3. Задача определения подсчётных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов в усть-кутском горизонте может быть решена по комплексу: электрометрия–ГК–ГГК–п–АК.

Рис. 10.

Гистограмма распределений значений а) AI ; б) V_p/V_s

AI , кг/(м²·с)

а)



б)

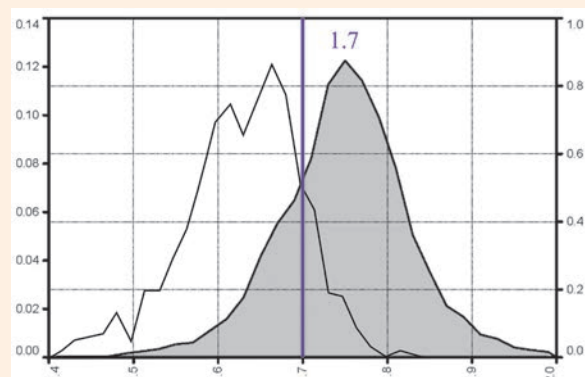
RHO_V , кг/м³

4. При решении задачи определения подсчётных параметров сложнопостроенных кавернозно-трещинных коллекторов в усть-кутском горизонте в условиях засоления пустотного пространства на рассматриваемом месторождении наиболее информативными показали себя методы электрометрии (УЭС) в комплексе с естественной радиоактивностью.

5. При переобработке скважинных данных были выделены новые эффективные толщины в усть-кутском продуктивном горизонте. В скважинах, где наличие коллекторов подтверждается, эффективные толщин растут в 1,5–1,8 раза. При этом выделяются зоны засоления, где коллектор отсутствует. Таким образом, для корректного учёта ресурсного потенциала территории необходимо провести перестроение геологической модели с учётом зон засоления и изменения эффективных толщин. **Н**

V_p/V_s , д.е.

б)



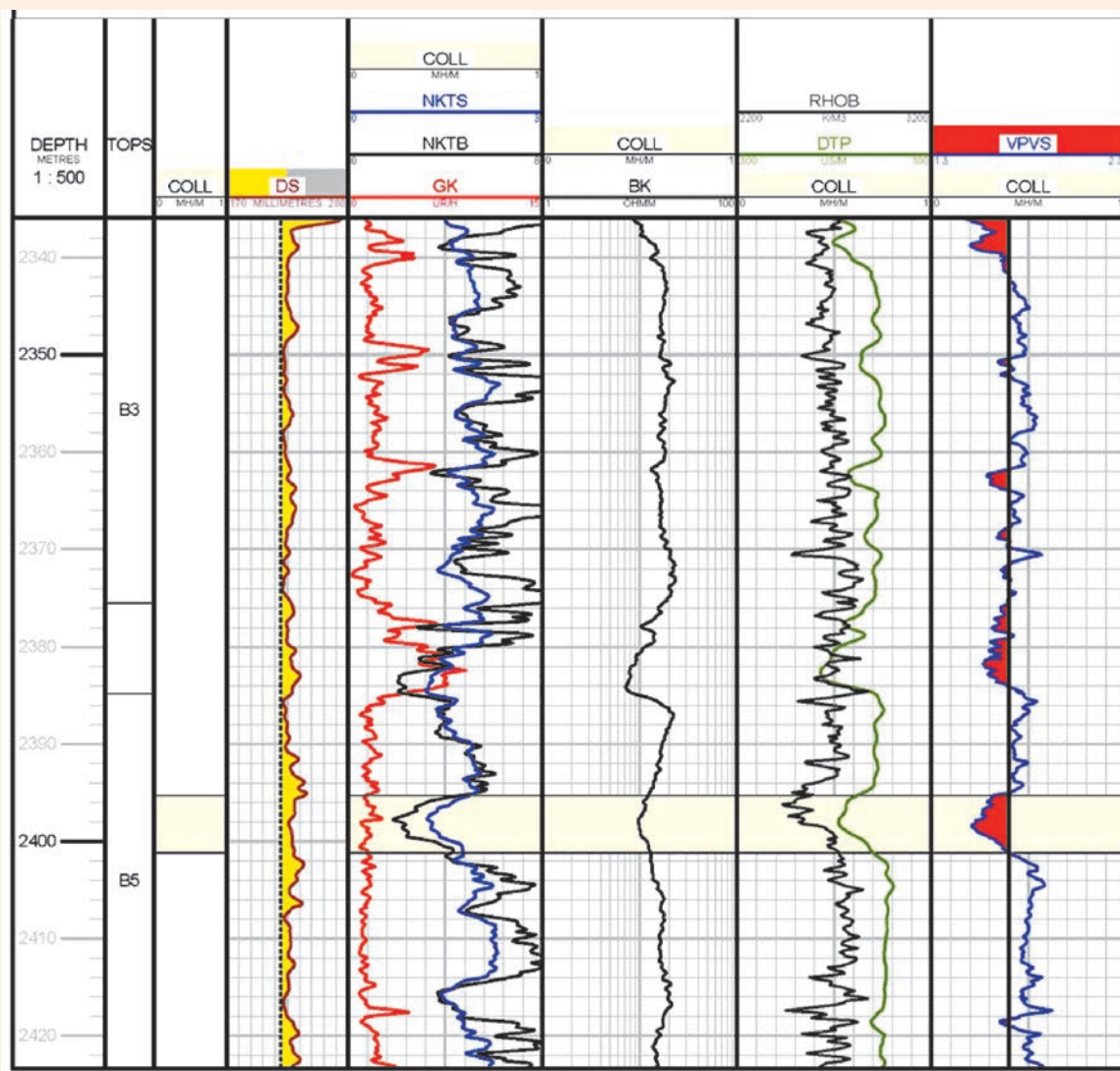


Рис. 11.
Пример выделения коллекторов с помощью граничного значения V_p/V_s

Литература

1. Губина Е.А. Венд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазоносный мегакомплекс непско-ботуобинской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4.
2. Лемешко М.Н. Литолого-геохимические критерии локализации карбонатных коллекторов усть-кутского нефтеносного горизонта центральных районов непско-ботуобинской антеклизы. Дисс.... канд. геол.-мин. наук. Томск. 2016.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СО РАН. 2009. 148 с.
4. Бурова И.А. Усть-кутский горизонт Верхневилучанской площади и влияние вторичных процессов на пористость карбонатов // Стратиграфия позднего докембрия и раннего палеозоя Сибирской платформы. Л.: ВНИГРИ. 1985. С. 108–114.
5. Варламов А.И., Пороскун В.И., Афанасенков А.П. и др. Основные результаты научно-производственной деятельности ФГБУ «ВНИГНИ». Доступно на: <https://web.archive.org/web/20200601042611/https://istina.msu.ru/publications/article/156789202/> (обращение 14.03.2024).
6. Шахновский И.М. О роли некоторых геологических факторов в формировании месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 1997. № 1.
7. Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В. и др. Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М.: Научный мир. 2000. 104 с.
8. Скобелева Н.М. Литология и коллекторские свойства рифейских и венд-кембрийских отложений юга Сибирской платформы. Автореферат дисс.... канд. геол.-мин. наук. М. 2005.
9. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра. 1977. 231 с.
10. Багринцева К.И. Особенности строения пустотного пространства карбонатных отложений различного генезиса // Геология нефти и газа. 1996. № 1. С. 18–27.

11. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
12. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. 1999. 285 с.
13. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. М. 2003. 270 с.
14. Дегтярев Б.П. Развитие методики интерпретации материалов ГИС в условиях низкопористых карбонатных коллекторов сложного строения (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции). Дис. ... канд. геол.-мин. наук. Красноярск. 1998.
15. Кнеллер Л.Е., Рыскаль О.Е., Скрылев С.А. Использование материалов ГИС для изучения коллекторов сложного строения (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции). М., 1991. 75 с.

UDC 553.98

A.M. Kirsanov, junior researcher, VNIGNI¹, kirsanov@vnigni.ru
S.N. Lavrova, junior researcher, VNIGNI¹, lavrova@vnigni.ru

¹36 shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia.

Determination of Calculation Parameters of Complex Cavernous-fractured Reservoirs in the Conditions of a Limited GIS Complex Using the Example of a Field in Eastern Siberia

Abstract. This work is devoted to the problem of determining porosity and isolating effective thicknesses in conditions of a limited logging complex. The authors have compiled a methodology for interpreting well geophysical survey data. The work analyzes the results of core studies and compares them with the results of well logging. The reservoir properties of the Ust–Kut horizon have been determined, and a petrophysical justification for seismic inversion has been compiled.

Keywords: complex of geophysical surveys of wells; KERN data analysis; methodology and interpretations; cavernous–fractured reservoirs; petrophysical justification for seismic inversion.

References

1. Gubina E.A. *Vend-nizhnnekembriiskii karbonatnyi neftegazonosnyi megakompleks nepsko-botuobinskoi neftegazonosnoi oblasti* [Vendian-Lower Cambrian carbonate oil and gas mega-complex of the Nepa-Botuobinsk oil and gas region]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and practice], 2011, vol. 6, no. 4.
2. Lemesheko M.N. *Litologo-geokhimicheskie kriterii lokalizatsii karbonatnykh kollektorov ust'-kutsokogo neftenosnogo gorizonta tsentral'nykh raionov nepsko-botuobinskoi anteklizi* [Lithological and geochemical criteria for the localization of carbonate reservoirs of the Ust-Kut oil-bearing horizon in the central regions of the Nepa-Botuoba antecline]. Diss. cand. sc. (geology and mineralogy). Tomsk. 2016.
3. Mel'nikov N.V. *Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (Stratigrafiia, istoriia razvitiia)* [Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk, SO RAS Publ., 2009, 148 p.
4. Burova I.A. *Ust'-kutskaia gorizont Verkhnevilyuchanskoi ploshchadi i vliianie vtorykhnykh protsessov na poristost' karbonatov* [Ust-Kutsky horizon of the Verkhnevilyuchanskaya area and the influence of secondary processes on the porosity of carbonates]. *Stratigrafiia pozdnego dokembriia i rannego paleozoia Sibirskoi platformy* [Stratigraphy of the late Precambrian and early Paleozoic of the Siberian platform], Leningrad, VNIGRI Publ., 1985, pp. 108–114.
5. Varlamov A.I., Poroskun V.I., Afanasenkov A.P. i dr. *Osnovnye rezul'taty nauchno-proizvodstvennoi deiatel'nosti FGBU «VNIGNI»* [Main results of scientific and production activities of the Federal State Budgetary Institution "VNIGNI"]. Available at: <https://web.archive.org/web/20200601042611/https://istina.msu.ru/publications/article/156789202/> (accessed 14 Marz 2024).
6. Shakhnovskii I.M. *O roli nekotorykh geologicheskikh faktorov v formirovanii mestorozhdenii nefiti i gaza* [On the role of some geological factors in the formation of oil and gas field]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1997, no. 1.
7. Kuznetsov V.G., Iliukhin J.I.H., Postnikova O.V. i dr. *Drevnie karbonatnye tolshchi Vostochnoi Sibiri i ikh neftegazonosnost'* [Ancient carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential]. Moscow, Nauchnyi mir Publ., 2000, 104 p.
8. Skobeleva N.M. *Litologiya i kollektorskie svoistva rifeiskikh i vend-kembriiskikh otlozhenii iuga Sibirskoi platformy* [Lithology and reservoir properties of Riphean and Vendian-Cambrian deposits of the south of the Siberian Platform]. Abstract of the diss. cand. sc. (geology and mineralogy). Moscow, 2005.
9. Bagrintseva K.I. *Karbonatnye porody – kollektory nefiti i gaza* [Carbonate rocks are oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1977, 231 p.
10. Bagrintseva K.I. *Osobennosti stroeniia pustotnogo prostranstva karbonatnykh otlozhenii razlichnogo genezisa* [Features of the structure of the void space of carbonate deposits of various genesis]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 1996, no. 1, pp. 18–27.
11. Bagrintseva K.I. *Treshchinovatost' osadochnykh porod* [Fissuring of sedimentary rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1982, 256 p.
12. Bagrintseva K.I. *Usloviia formirovaniia i svoistva karbonatnykh kollektorov nefiti i gaza* [Conditions for the formation and properties of carbonate oil and gas reservoirs]. Moscow, RGGU Publ., 1999, 285 p.
13. Bagrintseva K.I., Dmitrievskii A.N., Bochko R.A. *Atlas karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii nefiti i gaza Vostochno-Evropeskoi i Sibirskoi platformy* [Atlas of carbonate reservoirs of oil and gas fields of the East European and Siberian platforms]. Moscow, 2003, 270 p.
14. Degtyarev B.P. *Razvitie metodiki interpretatsii materialov GIS v usloviakh nizkoporistykh karbonatnykh kollektorov slozhnogo stroeniia (na primere lurubcheno-Tokhomskoi zony neftegazonakopleniia)* [Development of a methodology for interpreting GIS materials in low-porosity carbonate reservoirs of complex structure (using the example of the Yurubcheno-Tokhomsk oil and gas accumulation zone)]. Diss. ... cand. sc. (geology and mineralogy). Krasnoiar. 1998.
15. Knel'ner L.E., Ryskal' O.E., Skrylev S.A. *Ispol'zovanie materialov GIS dlia izucheniia kollektorov slozhnogo stroeniia (na primere lurubcheno-Tokhomskoi zony neftegazonakopleniia)* [Use of GIS materials to study reservoirs of complex structure (using the example of the Yurubcheno-Tokhomsk oil and gas accumulation zone)]. Moscow, 1991, 75 p.



Г. Ю. Кобзарев
ООО «ТП НИЦ Нефтегаз»¹
эксперт-консультант по сейсмическим исследованиям
эксперт ФБУ «ГКЗ»
gkobzarev@mail.ru

Дискуссия органиков и неоргаников: есть ли точки соприкосновения?

¹Россия, 169300, Республика Коми, Ухта, ул. Первомайская, 45.

Высказывая свое мнение о проблемах, затронутых В.А. Карповым в статье «Об объекте нефтегазопроисследовательских работ», автор задается вопросом о возможности органичного и взаимно-проникающего сосуществования двух парагенезов УВ – органического и неорганического

Ключевые слова: проблема происхождения нефти; принципы ведения геологоразведочных работ; неантиклинальные ловушки; прямые методы прогнозирования УВ-насыщенности; максимальный коэффициент извлечения нефти

С большим интересом прочитал статью В.А. Карпова «Об объекте нефтегазопроисследовательских работ», опубликованную в декабре 2023 г. журнале «Геология и недропользование» № 4/2023. Статья, что называется, «зацепила», появилось желание обсудить в открытой, но дружественной дискуссии с автором и другими коллегами некоторые затронутые в ней вопросы.

Отсюда и далее прямые выдержки из статьи приводятся курсивом.

Основной вопрос, рассматриваемой в статье – «Что является объектом поиска?», а также вытекающие из него возможные решения – «Как ищем?»

По словам автора: «*Действующая традиционная парадигма держится на:*

- органическом представлении о генезисе УВ (по умолчанию);
- антиклинальном (структурном) принципе ведения ГРП;
- на применении комплекса мер, направленных на достижение максимального КИН».

Рассмотрим три перечисленные позиции.

Представления о генезисе УВ

Как отмечает В.А. Карпов, наметился «свежий тренд в сфере генезиса УВ, способный, как считают некоторые исследователи, существенно повысить эффективность ГРП на УВ». Понятно, что речь идет о неорганической теории происхождения нефти. По моему личному мнению, продвижение теории неорганического происхождения нефти ведется ее сторонниками достаточно агрессивно и «безальтернативно». Но, представляется, что Природе и Реальности вряд ли присущ столь жесткий детерминизм, к которому склонен человеческий менталитет, к тому же сильно ограниченный в своей сфере познания. В этой связи возникает вопрос: а почему не может быть допущена возможность органичного и взаимно-проникающего сосуществования двух парагенезов УВ – органического и неорганического? Что интересно, – даже на достаточно «старых» сейсмических материалах по региональным профилям с Ромашкинского месторождения (а оно – один из главных примеров неоргаников), отчетливо видны «следы» неких деструкций, начинающихся с максимальных глу-

бин, освещенных сейсмической записью, и поднимающихся с разной степенью наклона вверх до уровня глубин целевых интервалов разреза. Могут эти зоны деструкции являться возможными каналами подпитки «глубинной», неорганической нефтью? Наверное, могут, если она есть. С другой стороны, по мнению некоторых исследователей, потенциал доманиковых отложений региона пока явно недооценен. А это уже вотчина органиков. Дуализм возможен? Наверное, да. И в этом вопросе сложно не согласиться с высказыванием уважаемого Р.Х. Муслимова, приведенным автором. В любом случае, есть вопросы для детального и всеохватывающего изучения и осмысления. Но оно не будет быстрым, поскольку «неорганических» аргументов все-таки пока крайне мало. Самое же, на мой взгляд, интересное и важное, что может быть взято органиками от неоргаников в принимаемом варианте полигенеза – понимание теоретической возможности дополнительной подпитки уже выявленных и разрабатываемых месторождений при наличии набора необходимых условий.

Пока же полностью согласен с высказыванием В.А. Карпова: *«Мысль о том, что благодаря заслугам “органиков”, открываются нефтяные месторождения на Земле, не может не отвечать истине и противоречить здравому смыслу до момента открытия месторождения “неорганиками”»*. От себя добавлю, что пока таких примеров действительно нет, а все месторождения, приводимые неорганиками в качестве примеров/аргументов, расположены в зонах наличия отложений осадочного чехла (Ромашкинское, Белый Тигр. Оймаша и ряд других, менее значимых).

В принципе, уважаемый автор прав, отмечая, что *«...недропользователи-производители особо и “не заморачиваются” проблемой генезиса УВ, ...ибо их интересует не происхождение нефти, а сама нефть в надежных, понятных, уже апробированных традиционных геологических условиях»*.

Чтобы завершить пока дискуссию по поводу теории происхождения нефти, отмечу еще два вопроса, как некие маркеры для возможных последующих обсуждений.

1. Неорганики настаивают на радикальной смене теории происхождения нефти и необходимости утверждения неорганической парадигмы на государственном уровне. Это ставится в качестве задачи №1. А вот смена концепции ГРП под неорганическую теорию лишь иногда только упоминается, но нигде не представляется, хотя бы на тезисном уровне. Но в принципе, не может быть одного без другого. И неорганическая теория не «пробьет себе дорогу» не только без убедительных

примеров открытий в «неорганических» зонах, но и без четкого и конкретного представления новой концепции ГРП (кстати, – один из «трех китов» В.А. Карпова, упоминаемых в его статье).

2. К возможным аргументам, позволяющим снизить накал страстей в битве неоргаников с органиками (именно так, поскольку инициируют «разборки» именно неорганики), надо добавить вопрос: а что будут искать неорганики? Ответ ясен, – пусть и другого происхождения, но те же самые жидкие (нефть, конденсат) и газобразные УВ. Где искать? Наверное, тоже в местах их скопления. То есть, в тех же ловушках (не прижился в геологической практике термин «местоскопление»), которые характеризуются типом и формой (антиклинальные и неантиклинальные), наличием флюидоупоров (по вертикали и латерали), а параметризуются площадью, высотой и объемом. Отсюда другой вопрос: что же принципиально нового могут внести неорганики собственно в содержание и методические подходы ведения ГРП? Насколько это понятно из существующих публикаций, принципиально более важное значение должно придаваться детальному изучению зон тектонических деструкций и разломов (каналы миграции и подпитки), а также «прямым» методам поиска УВ. Но ровно эти же вопросы не менее актуальны и при ведении ГРП в рамках органической концепции. Более того, в традиционной концепции ГРП они постепенно приобретают все более важное значение по мере сокращения количества крупных антиклинальных объектов.

Принципы ведения ГРП

В начальной части статьи автор пишет: *«Считается, что мы ищем нефть, углеводороды (УВ), но по сути мы искали и ищем – главным образом ловушку УВ, структуру, антиклиналь, а уж потом оцениваем ее продуктивность бурением, что является самым затратным действием в ГРП. Отсюда все негативные последствия, которые пока не удается преодолеть, ибо в таком методическом подходе к поискам и разведке кроются наши, осмелюсь сказать, неиспользованные возможности»*.

На мой взгляд, не все так печально. Попробуем разобраться.

Во-первых, обязательно нужно отметить, что это – не столько проблема используемых принципов ведения ГРП на современном этапе, сколько закономерный результат, присущий любой сложной системе по мере углубления ее изучения и использования. А наши недра – это бесспорно очень сложная система.

Во-вторых, отчасти автор прав, но именно отчасти, поскольку ловушки, связанные с анти-

клинальными объектами, можно зартировать быстрее и точнее. И риски ниже – как с точки зрения параметризации объекта, так и с позиций сохранности потенциальных залежей при наличии надежной покрывки. При этом, конечно же необходимо иметь в виду и особенности дифференциального заполнения/улавливания, упоминаемые автором, и, возможно, разрушительные следствия проявления постседиментационной тектоники. А вот для всех типов неантиклинальных ловушек (НАЛ) появляются еще и дополнительные риски в виде возможной проводимости разломов, литолого-фациальных и литолого-стратиграфических «экранов» и их неточное картирование. Собственно, перечисленные факторы и предопределяют первоочередной интерес производителей-недропользователей именно к антиклинальному типу ловушек. Понятно, что по мере постепенного сокращения фонда крупных антиклинальных объектов неизбежен логичный переход к изучению как более мелких и более глубокозалегающих объектов, так и широкомасштабный переход к «неантиклинальному направлению», что безусловно требует иных, дополнительных инструментов изучения. Но уже сейчас можно уверенно заявлять о том, что «антиклинальное» направление сейчас не является единственным приоритетом ГРП. Широкий спектр НАЛ уже стал целевым направлением ГРП, и этому есть многочисленные примеры из реальной практики. И это реально становится возможным, поскольку наши технические и методические средства, как инструменты ведения ГРП и познания «сложной системы» недр тоже находятся в постоянном развитии.

Автор отмечает: «Еще необходимо напомнить, что возможности сейсморазведки (МОВ – ОГТ) ограничены: чем ближе залегающие породы, тем она более эффективна, а поэтому крутые геологические образования остаются мало и неуверенно изученными». Позволю себе не согласиться с этим авторским тезисом, поскольку в настоящее время уже имеются достаточно современные программные средства обработки, в частности, глубинная миграция до суммирования, позволяющая достаточно уверенно и надежно зартировать в том числе и перспективные объекты с круты-ми склонами.

Далее, в этом же абзаце, автор отмечает: «... поскольку немалая доля залежей разломозависима, то понятны отрицательные результаты ГРП в этих условиях. Выход один: вводить в поисковое бурение горизонтальные скважины». Вот здесь я не готов согласиться с таким предложением. Как можно предположить, не поддержит его и большинство производителей, по следующим причинам.

1. Объект поискового бурения (структура, неважно какого типа) проходит предварительную подготовку в рамках проекта ГРП (паспорт структуры), в процессе которой ловушка параметризуется, оценивается ее ресурсный потенциал.

2. Проводится технико-экономическая оценка проекта (ТЭО) на поисковое бурение на величину подготовленной ресурсной оценки и затрат на строительство поисковой скважины (проект на бурение).

3. В случае положительного ТЭО и благоприятных сопутствующих условий, принимается решение о проведении поискового бурения.

4. Предусмотреть заранее и обосновать необходимость бурения скважины с горизонтальным окончанием на непоискованной до этого структуре фактически невозможно, да и стоимость такой скважины будет совсем другая по сравнению с вертикальной (а это тоже пойдет в ТЭО).

Фактически же, если кратко, по результатам бурения поисковой скважины производится уточнение и корректировка априорной сейсмогеологической модели, переоценка/уточнение ресурсной базы, «взвешивание» полученных результатов на весах повторного ТЭО, после чего принимаются решения о продолжении ГРП на объекте или о завершении проекта. Если по результатам бурения поисковой скважины проект «выпадет» за пределы рентабельности, его не спасет никакая горизонтальная скважина. То есть, все действия – через оценку геологической и экономической эффективности проекта. Средства и возможности для их повышения:

- пообъектная работа в мультидисциплинарных группах (геолог, сейсморазведчик, промысловый геофизик, петрофизик – на поисковом этапе, а с этапа разведки еще геологические модельеры и специалисты по ПЗ);

- повышение разрешенности сейсмических данных (вертикальной и латеральной) и соответствующее повышение точности и достоверности картирования объектов независимо от их типов;

- обязательное интерпретационное сопровождение выполняемой обработки сейсмических данных;

- развитие и использование «прямых» методов прогнозирования УВ-насыщенности;

- обязательное использование на этапе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных специализированных средств седиментационного анализа, литолого-фациального районирования, прогнозирования коллекторов и их свойств (Нэф, Кп) и трещиноватости отложений;

- осуществление постоянно-действующего мониторинга поискового и разведочного буре-

ния с оперативным учетом и гибким реагированием на его результаты как в процессе бурения, так и по его завершению.

Автор утверждает: «**Объектом поиска должна быть сама нефть, но не ловушка УВ**». В статье того же автора «От “дикой кошки” – к прямому поиску углеводородов» («Геология и недропользование», № 5, 2022 г.) предлагается «сделать ревизию всех “прямых” методов прогноза нефтегазоносности, определить рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, направленный на выявление исследований УВ (но не структуры)».

Здесь можно согласиться с автором лишь отчасти, поскольку:

- выявленные по «прямым» методам скопления УВ (а точнее – аномалии прогнозных параметров, возможно, связанные с залежами УВ), не могут быть напрямую конвертированы в оценки ожидаемых ресурсов, без чего не может быть принято взвешенное и обоснованное решение (опять же, ТЭО проекта) по целесообразности постановки поискового бурения;

- точность и достоверность известных на сегодня «прямых» методов пока настолько невысокая, что использовать их результаты в качестве «гарантирующего свидетельства» наличия УВ фактически нельзя. Пока не тот «уровень доверия». К числу уверенно работающих можно отнести только метод «ярких пятен» по сейсмическим материалам 3D над относительно «толстыми» газовыми залежами в слабо литифицированном терригенном разрезе.

В чем я безусловно согласен с автором – в том, что технологии «прямых» методов прогнозирования УВ могут стать исключительно важным направлением в оптимальном комплексе ГРП при условии выявления реально работающих методов (а поиски таких методов продолжаются). При этом «прямые» методы должны использоваться по схеме «эталон – объект прогноза» именно в комплексе с сейсморазведкой 3D для предварительной разбраковки

выявленных и подготовленных потенциально-перспективных структур **до постановки на них поискового бурения**. И это будет правильное место «прямых» методов. Также согласен с автором в том, что это обширная тема, требующего отдельного рассмотрения, анализа и обсуждения.

Комплекс мер, направленных на достижение максимального КИН

Это важнейшая тема, частично выходящая за пределы темы ГРП, и относящаяся, скорее, к оптимизации технологических решений этапов разработки и добычи. Тема настолько обширна, что требует отдельного рассмотрения и обсуждения с привлечением профильных специалистов. Ясно одно, – должен быть найден оптимальный баланс между экономическими интересами недропользователя и недопустимостью быстрого разубоживания залежей.

Подводя краткий итог сказанному, отмечу, что, на мой взгляд, в части вопросов «Что ищем?» и оптимизации комплекса ГРП нет критически «тонких» мест, но есть куда целенаправленно двигаться и развиваться.

Вместе с тем, есть еще один важный вопрос, который также требует своего решения – каким образом организовывать и выполнять ГРП в еще не лицензированных, но остающихся потенциально-перспективными на УВ зонами и территориями. Тоже важная тема для отдельного обсуждения.

Ну и, поддерживая в целом тезис уважаемого автора «*Ясно одно: ... нефть искать надо с максимальной эффективностью, с минимальными затратами*», отмечу лишь, что, нам, скорее всего, не грозят минимальные затраты в связи с объективным усложнением решаемых геологических задач, но стремиться к повышению как геологической, так и экономической эффективности ГРП безусловно придется. ♪

UDC 553.98

G.Yu. Kobzarev, expert consultant on seismic research of LLC TP NIC Neftegaz¹, expert of the Federal Budgetary Institution “GKZ”, gkobzarev@mail.ru

¹45, Pervomayskaya str., Ukhta, Komi Republic, 169300, Russia.

Discussion Between Organics and Inorganics: is there Any Common Ground?

Abstract. Expressing your opinion on the problems raised by V.A. Karpov in the article “On the object of oil and gas exploration work”, the author asks the question about the possibility of organic and interpenetrating coexistence of two parageneses of hydrocarbons – organic and inorganic

Keywords: problem of oil origin; principles of geological exploration; non-anticlinal traps; direct methods for predicting hydrocarbon saturation; maximum oil recovery factor



А.А. Нежданов
д-р геол.-мин. наук
ЗапСибНИИГГ¹
советник по геологии
nezhdanovaa@zsnligg.ru



В.В. Огибенин
канд. геол.-мин. наук
ЗапСибНИИГГ¹
научный руководитель по геологоразведке
ogibeninvv@zsnligg.ru



А.В. Тригуб
ЗапСибНИИГГ
начальник департамента
стратегического планирования
геологоразведочных работ
trigubav@zsnligg.ru



А.С. Смирнов
канд. геол.-мин. наук
Тюменский индустриальный университет²
кафедра прикладной геофизики
доцент
dasertx@mail.ru

Актуальные проблемы геологоразведочных работ на нефть и газ в свете смены парадигмы нефтидогенеза и практики работ

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 48/4А.

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Рассмотрены актуальные и дискуссионные проблемы нефтегазовой геологии – от происхождения нефти и газа до повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. Авторы считают, что осадочно-миграционная теория нефтидогенеза не имеет прогностического потенциала и противоречит законам природы. Главный аргумент в ее пользу – наличие в нефтях биогенных углеводородов – «биомаркеров» – опровергнут связью этих биомаркеров с деятельностью микроорганизмов, населяющих земную кору. Авторы убеждены в глубинном происхождении нефти и газа и рассматривают перспективы нефтегазоносности Западной Сибири с этих позиций. Перспективна зона аномально высоких пластовых давлений, верхняя часть разреза осадочного чехла над этой зоной, а также окраинные зоны бассейна. Учитывая большое количество скважин, которые вскрывают продуктивные пласты, но некачественно испытаны и поэтому считаются непродуктивными, предложено ввести категорию «малоинформативных» скважин. Они не являются аргументом для того, чтобы считать территории, на которых они пробурены, бесперспективными

Ключевые слова: нефтидогенез; осадочно-миграционная гипотеза; глубинная гипотеза; нефтегазоносность; соединения-биомаркеры; миграция углеводородов; Западная Сибирь; аномально высокое пластовое давление; малоинформативная скважина

В геологии нефти и газа существует непростая ситуация – остро дискуссионной на протяжении столетий является сама природа углеводородных флюидов и их месторождений. Это не удивительно, поскольку геологические процессы и явления в большинстве своем недоступны для прямого наблюдения и изучения. По этой причине антагонистические точки зрения на происхождение залежей нефти и газа, основанные преимущественно на предположениях и косвенных доказательствах, не могут считаться научными теориями, а должны рассматриваться как конкурирующие гипотезы – осадочно-миграционная гипотеза нафтидогенеза (ОМГН) и глубинная гипотеза нафтидогенеза (ГН). Нет сомнений, что сторонники ОМГН возразят по этому поводу, что теория, благодаря которой были открыты многие нефтегазоносные бассейны, в первую очередь, Сибири, не может считаться гипотезой. Ниже мы попытаемся внести ясность в этот вопрос.

Невероятная жизнеспособность ОМГН связана с тем, что в естествознании смены парадигм происходят чрезвычайно медленно (например, гелиоцентрическая система пробивала себе дорогу более 200 лет), тем более, в геологии, которая является самой умозрительной из всех естественнонаучных дисциплин. Причина этого – недоступность прямого наблюдения геологических процессов, скрытых глубоко в недрах Земли и охраняемых геологическим временем, оперирующим миллионами лет. Тем не менее, геология – это наука достаточно точная, со своими законами и закономерностями.

Установленные к настоящему времени закономерности размещения и особенности строения месторождений нефти и газа однозначно свидетельствуют о глубинном их происхождении (нефтегазоносность больших глубин и фундамента, уникальные по масштабам скопления газогидратов метана и битумов приповерхностных слоев литосферы, редкоземельные элементы в нефтях и газах, наличие в осадочных бассейнах многочисленных флюидодинамических структур, отражающих поступление УВ флюидов в залежи осадочного чехла из фундамента, тектонический контроль фазового состава залежей УВ и их распределения и др.). Открытия современного естествознания (углеводороды во Вселенной, метан на планетах-газовых гигантах и их спутниках, «горячая глубинная биосфера» Земли) однозначно подтверждают глубинную природу скоплений нефти и газа. О недостатках ОМГН написано много научных статей и монографий, объективно – в XXI в. сложно считать ее жизнеспособной. Тем не менее, в практике гео-

логоразведочных работ на нефть и газ используются критерии, вытекающие из представлений о формировании залежей углеводородов в условиях осадочного чехла из остатков рассеянного органического вещества (РОВ) животного и растительного происхождения – количественное содержание РОВ и степень его термического преобразования подземным теплом, признание доминирования латеральной миграции и отрицание широкомасштабной вертикальной миграции УВ.

По-нашему мнению, эти критерии недостаточны для успешного проведения ГРП и не определяют перспектив нефтегазоносности изучаемых территорий, хотя статистически высокие содержания РОВ и его термическая «зрелость» соответствуют центральным частям нефтегазоносных бассейнов (НГБ) – крупным прогибам с мощным осадочным чехлом, наиболее продуктивным и перспективным. В центральных частях НГБ, в частности, Западно-Сибирского (ЗСНГБ), большинство потенциальных ловушек заполнено УВ, поэтому для постановки ГРП на землях с доказанной нефтегазоносностью вопросы нафтидогенеза были не особенно актуальны. В настоящее время ГРП выходят в краевые части ЗСНГБ, либо на большие глубины, а также наоборот – в верхнюю, надсеноманскую часть разреза, т.е. на объекты, которые с точки зрения ОМГН бесперспективны, в лучшем случае – слабоперспективны. С позиций ГН, в основе которой лежит глубинная миграция УВ, краевые части ЗСНГБ, глубокие горизонты, чехла, а также доюрский комплекс, как и надсеноманская часть разреза рассматриваются в качестве нефтегазоперспективных.

Сможет ли смена используемой концепции нафтидогенеза вызвать революцию в нефтегазовой отрасли, способствовать открытию новых месторождений УВ, повысить эффективность ГРП? Поскольку для поисков и разведки нефти и газа необходима постановка детальных геофизических и других поверхностных и дистанционных исследований и, главное, заложение дорогостоящих поисково-оценочных и разведочных скважин, то любая генетическая гипотеза обычно рассматривается как недостаточная для обеспечения эффективных ГРП.

Однако для отдельных, «особых» территорий нефтегазоносных бассейнов с активным флюидодинамическим режимом недр ГН позволяет высоко оценивать ресурсную базу УВ, для чего у «официальной» ОМГН таких оснований нет. Это глубокие горизонты флюидоактивных регионов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и верхние горизонты этих зон с распространением многолетнемерзлых пород

(ММП). ГН дает основание рассматривать зону АВПД в качестве единого, но сложнопостроенного «местоскопления» УВ, а верхнюю часть разреза над ней с распространением ММП – как основную зону разгрузки глубинных УВ-газов. Это потенциально гидратоносная территория. Поэтому мы считаем, что смена парадигмы нафтидогенеза с ОМГН на ГН все-таки может привести к открытию новых, гигантских по запасам скоплений УВ. Применение ГН также позволяет более обосновано использовать для прогноза нефтегазоносности несейсмические геофизические методы, отражающие глубинное строение земных недр, в первую очередь – гравиразведку и магниторазведку, флюидодинамическую интерпретацию сейсморазведочных данных, а также ландшафтно-геоиндикационные исследования, что позволяет повысить эффективность ГРР.

Актуальные вопросы нефтегазовой геологии, рассматриваемые в рубрике «Дискуссионный клуб» журнала «Геология и недропользование», требуют дальнейшего обсуждения, в котором мы и попытались участвовать, рассматривая эти проблемы на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГБ) – главной сырьевой базы страны. В первую очередь, это уже отмеченная выше проблема нафтидогенеза, далее – поиск синклинальных залежей и картирование разломов, и, самое главное – ориентация поисково-разведочного процесса на объект ГРР – нефть и газ. Этот очевидный вопрос уже давно снова стал актуальным, поскольку во многих случаях бурение глубоких скважин превратилось в самоцель.

К сожалению, неизбежная смена парадигмы нафтидогенеза с осадочно-миграционной на глубинную все-таки не вызовет революции в нефтегазовой отрасли, поскольку в этом случае ГРР в больших объемах придется проводить в особо сложных горно-геологических условиях, на больших глубинах, в зоне аномально высоких флюидных давлений, для чего необходимо принципиальное повышение качества буровых работ. В настоящее время это качество недостаточно высоко, а сама тема его обсуждения рассматривается как «табу» в большинстве крупных добывающих компаний. Эта причина, учитывая низкое качество выполняемых в настоящее время скважинных операций, является (в сочетании с неверной оценкой УВ-потенциала глубоких горизонтов) наиболее серьезной проблемой ГРР на нефть и газ в ЗСНГБ, где добывается львиная доля нефти и газа страны. Поэтому предлагаемая нами в статье категория «малоинформативных скважин», не являющихся аргументом для оценки нефтегазоносности вскрытого разреза, должна способствовать повышению эффектив-

ности ГРР и препятствовать неоправданному снижению УВ потенциала недр России.

Недостатки осадочно-миграционной гипотезы нафтидогенеза

Роль ОМГН в открытии нефтегазоносности Сибири

Неоднократно отмечалось, что ни одно из основных положений ОМГН достоверно не подтверждено, все они остаются предположениями. Это касается наличия нефтематеринских пород (вероятно, следует говорить – «нефтегазоматеринских»), возможности «первичной» и «вторичной» миграции УВ, времени формирования залежей УВ [1]. На протяжении многих десятилетий декларируется, что нефтегазоносность вообще, как Западной, так и Восточной Сибири открыта только благодаря успехам ОМГН. Так, и А.А. Трофимук, и А.Э. Конторович не раз писали, что что нефтегазоносность Западной Сибири была буквально предсказана И.М. Губкиным еще в 1932–1934 гг. [2, 3]. Однако это не совсем так. Историографом нефти и газа Западной Сибири М.В. Комгорт [4] было выявлено, что приоритет И.М. Губкина в обосновании нефтегазоносности Западной Сибири не является бесспорным. Его показано, что прогноз ученого относительно нефтегазовых перспектив восточных районов страны был вторичным и основывался на сделанных ранее выводах других авторов. Сам И.М. Губкин Западную Сибирь не изучал, а опирался только на оценку перспектив ее нефтегазоносности, сделанную в 30-х годах прошлого века другими исследователями – Н.С. Шатским, М.А. Чарыгиным, М.К. Коровиным, М.А. Усовым, Н.А. Кудрявцевым, Г.Е. Рябухиным, В.Г. Васильевым, Т.М. Емельянцевым, Р.С. Ильиным, Н.А. Гедройцем и др. Важную, если не решающую роль в положительной оценке нефтегазоносности Западной Сибири сыграли многочисленные нефтегазопрооявления по окраинам бассейна и единичные – в ее центральных и северных районах. Подтвердилось ли научное предвидение И.М. Губкина о нефтегазоносности Западной Сибири? Он считал, что в восточном направлении юрские угленосные фации, обнажающиеся на восточном склоне Урала, переходят «в нефтеносные морские фации». Оказалось, что эти угленосные субконтинентальные юрские породы заполняют почти весь бассейн, не переходя в морские, но, тем не менее, содержат нефть, а газ присутствует только там, где нижнесреднеюрские отложения становятся морскими (север бассейна). В более континентальных условиях центральной части бассейна гумусовая органика родила нефть.

Таким образом, фактически научное предвидение И.М. Губкина, основанное на осадочно-миграционной концепции нефтидогенеза, не подтвердилось: распределение нефтегазоносности в Западной Сибири опровергло его предположения, хотя И.М. Губкин, блестящий геолог, правильно понял высокую перспективность этого бассейна. Среди ученых, положительно оценивавших нефтегазоносность Западной Сибири и подготовивших программу ее изучения опорным бурением, были сторонники как глубинной (Н.А. Кудрявцев), так и осадочно-миграционной (Н.Н. Ростовцев) концепций. По-разному оценивались перспективы нефтегазоносности доюрского основания и мезозойского осадочного чехла, разных районов бассейна, но главным и безусловно верным аргументом в пользу нефтегазоносности Западной Сибири было мнение о том, что это крупнейший осадочный бассейн, а нефть и газ содержатся преимущественно в осадочных породах, где имеются породы-коллекторы и породы-покрышки. Именно эти общие представления, основанные на практическом опыте, были решающими при постановке масштабных ГРП на нефть и газ в Сибири, исходя из острой необходимости в создании мощной топливно-энергетической базы СССР.

В Восточной Сибири ситуация была еще проще – здесь, начиная с XVII–XVIII вв., были зафиксированы десятки нефтегазопроявлений, а первая нефтепоисковая скважина, давшая небольшой приток нефти, была пробурена еще в 1905 г. в бассейне р. Тея в Красноярском крае [5]. Большую роль в поисках нефти и газа в Восточной Сибири сыграл В.М. Сенюков [6], который поверил в нефтеносность этого региона, изучая нефтепроявления в кембрийских породах во время прохождении студенческой практики у Байкала. Благодаря незаурядной энергии, ему удалось добиться поддержки С.К. Орджоникидзе и И.М. Губкина и в 1935 г. (в качестве начальника буровой партии) получить непромышленный приток нефти из кембрийских отложений в Якутии (Чемкианская площадь в бассейне р. Толба). В 1948 г. был получен газ на юге Красноярского края (Быстрянская площадь). Главное открытие случилось позже – в 1962 г., при реализации программы опорного бурения, подготовленной В.М. Сенюковым, был получен высокодебитный нефтегазоконденсатный фонтан (аварийный) на Марковской площади (Усть-Кутский район Иркутской области). Здесь главную роль играли не ОМГН, а нефтепроявления в древних осадочных породах-коллекторах и вера В.М. Сенюкова в нефтеносность кембрийских отложений. Сенюков после мар-

ковского открытия стал именоваться «лоцманом кембрийского моря»¹.

Открытие газа и нефти в Западной и Восточной Сибири, как и в других нефтегазоносных провинциях СССР и мира произошло благодаря тому, что их искали в крупных осадочных бассейнах, исходя из общих геологических соображений и наличия нефтегазопроявлений. В этом процессе участвовали ученые, имеющие разные точки зрения на происхождение нефти и газа, но эти представления не были определяющими при обосновании положения опорных, параметрических и поисковых скважин-первооткрывательниц, заложенных либо случайно, либо в пределах закартированных антиклинальных складок.

Открытия, случившиеся в Западной и Восточной Сибири, потребовали от сторонников ОМГН существенной корректировки ее принципиальных положений. Так, сюрпризное и ранее даже не предполагавшееся открытие газоносности сеноманна на севере Западной Сибири потребовало от А.Э. Конторовича [7] дополнить ранее существовавшую и бесспорную схему вертикальной зональности УВ-образования В.А. Соколова [8] «раннепротомезокатагенной» (верхней) зона газобразования.

По нашему мнению, миграционная природа сеноманских газовых скоплений бесспорна и подтверждается наличием флюидодинамических структур (газовых труб), даже сейчас пополняющих некоторые из этих залежей (*рис. 1*). Так, на Бованенковском месторождении формирование сеноманской газовой залежи продолжается и в настоящее время, по причине чего зона ГВК на южном куполе, где расположена газовая труба, имеет сложное строение и залегает гипсометрически ниже относительно других частей залежи, а в разрезе скважин, пробуренных в пределах этой трубы, выделяются дополнительные газонасыщенные интервалы в альбисеноманских отложениях. Активная дегазация недр приводит к разрушению цементного кольца в скважинах, вокруг которых формируются мелкие, техногенные газовые трубы (показаны на врезке на *рис. 1*).

Открытие нефтяных и газовых месторождений, связанных с залежами в древних рифейских и протерозойских отложениях Восточной Сибири, потребовало дополнить ОМГН возможностью образования нефти и газа не из остатков животных и растений, а из остатков бактерий, т.к. явной жизни в рифее и протерозое не было. И эти доказательства появились, они описаны в статьях Н.Л. Добрецова, Ю.А. Розанова,

¹ Пудалов Ф. Лоцман кембрийского моря. М. 1956.

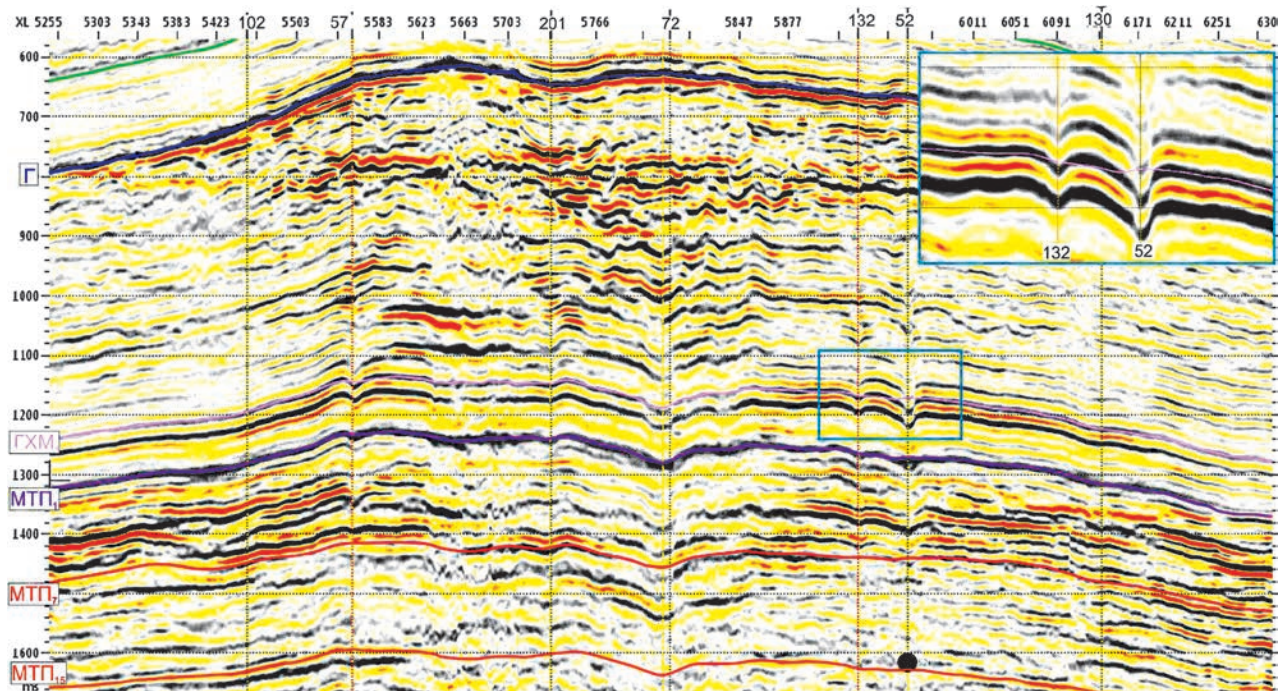


Рис. 1.

Газовая труба на южном куполе Бованенковского поднятия: Г – сейсмический отражающий горизонт, приуроченный к кровле сеномана; МТП₁-МТП₇ – отражающие горизонты, контролирующие продуктивные пласты ТП₁-ТП₇. На врезке – техногенные газовые трубы у разведочных скважин 132 и 52 (по А.С. Сподобаеву, ООО «Газпром геологоразведка», 2017)

Г.А. Заварзина. Материальным свидетельством существования бактериальной биосферы того времени являются цианобактериальные маты (окаменевшие псевдоморфозы бактериальных колоний, строматолиты). Однако сохранность органического вещества бактерий после их отмирания сомнительна, более вероятно его быстрая и полная утилизация. Об этом свидетельствуют и бактериальные маты, в которых ткани микроорганизмов быстро, в диagenезе, заместились минеральным веществом. По мнению Р.Б. Сейфуль-Мулюкова [1], бактерии в качестве источника нефти представляются «как нечто мифическое». С этим трудно не согласиться.

Таким образом, открытие НГБ Сибири не столько подтвердило правомерность ОМГН, сколько потребовало от ее сторонников выполнить коренную корректировку ее основ.

О «нефтематеринских» породах

В природе налажена безотходная микробиологическая утилизация животных и растительных останков на стадии диagenеза осадков [1], а концентрированные скопления углистой или битуминозной органики обусловлены влиянием глубинных эманаций, зачастую катастрофических, вплоть до изливов нефти на поверхность земли и в моря, о чем писали Д.И. Менделеев, Н.А. Кудрявцев, Б.М. Валяев, А.А. Маракушев, Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий, Г.А. Беленицкая и др., причем последняя опиралась в своих седиментологиче-

ских рассуждениях на последствия катастрофического разлива нефти в Мексиканском заливе 2010 г. [9, 10]. В Западной Сибири, бесспорно, нефтематеринской считается баженовская свита и ее аналоги, содержащие высокие количества битуминозного органического вещества. По сути, это высокозольные глинисто-кремнистые сланцы. Однако отнесение баженовской свиты к главной нефтематеринской в Западной Сибири противоречит закону сохранения материи, который (в толковании М.В. Ломоносова) звучит так: «...все изменения, совершающиеся в природе, происходят таким образом, что сколько к чему прибавилось, столько же отнимется от другого...». Действительно, если нефть образовалась из РОВ баженовской свиты, значит оно должно было из баженовской свиты исчезнуть. Однако этого не происходит. Содержание органического вещества и битумов, в баженовской свите осталось «исходно седиментационным», оно максимальное под открытыми гигантскими месторождениями нефти и в окружающих впадинах. И.И. Нестеров – апологет нефтеносности баженовской свиты, считал [11], что баженовская свита для большинства нефтяных скоплений Западной Сибири не является нефтематеринской, и вообще отрицал всякую первичную миграцию нефти. Он на примере Самотлорского месторождения показал, что битумоидов баженовской свиты под этим месторождением (и на площади, в два раза большей) не хватило бы для образо-

вания самотлорской нефти. Органическое вещество, включая битумоиды баженовской свиты, под Самотлором, да и под другими гигантскими месторождениями нефти и газа, сохранилось на месте, а не ушло на образование нефтей и газов вышележащих залежей.

Интенсивная миграция микронефти в водной или газовой среде должна была оставить какие-то следы в текстурах баженовских глин. Однако никаких специфических текстур флюидомиграции в керне, отобранном из баженовских отложений в большом количестве, не установлено. Нефть, которую получают из баженовской свиты путем термического воздействия, является типичным «сланцевым маслом». Она тяжелая, лишена легких компонентов, имеет большую плотность, содержит много смол, асфальтенов, серы, азота, кислорода и по своим свойствам не имеет ничего общего с той легкой нефтью, которую получают в фонтанных притоках из баженовской свиты. Не похожа она и на другие нефти ЗСНГБ. Это один из веских аргументов в пользу того, что баженовская свита не являлась нефтематеринской. Казалось бы, этот факт должен был заставить сторонников ОМГН задуматься, но баженовская свита так и осталась главным источником западносибирских нефти и газа и, более того, по мнению А.Э. Конторовича и др. [12] – основным и наиболее перспективным объектом для поиска новых месторождений и залежей нефти, к ней приуроченных. «Шоры» ОМГН не дают сторонникам этой гипотезы реально оценить перспективность рассматриваемых отложений как низкую, исходя из отношения продуктивных скважин к общему числу скважин, вскрывающих баженовскую свиту. Однако за все время освоения ЗСНГБ нефтеносность баженовской свиты была открыта только на 90 месторождениях (на значительной части из них установлены так называемые «аномальные разрезы баженовской свиты», где продуктивна не собственно баженовская свита, а расклинивающие ее алевролиты и песчаники ачимовской толщи). Из баженовской свиты было добыто, по разным данным, всего около 9–13,3 млн т нефти при оценках ресурсной базы от 3 до 20 млрд т [13]. Имеется и более высокая оценка новосибирских исследователей во главе с А.Э. Конторовичем – 150–500 млрд т геологических ресурсов нефти.

Несомненно, что такой резервуар, способный давать притоки нефти дебитом порядка 700–1000 т/сут (с газом), что было установлено в конце 1960-х гг. на Салымском месторождении, требует тщательного и разностороннего изучения, но оно свелось, главным образом, к детальным многолетним исследованиям ор-

ганического вещества баженовской свиты, коллекторских свойств и минералогии слагающих ее пород. Даже тот факт, что высокодебитные притоки нефти были получены только из так называемых «баженитов» (автор названия – И.И. Нестеров) – мелких, листоватых обломков глинисто-кремнистых пород, пропитанных нефтью, т.е. из «тектонически обусловленной глинисто-кремнистой породы-коллектора», не был учтен, хотя он подсказывал, что продуктивность баженовской свиты связана с какими-то особыми зонами дислокаций.

Природа этих зон становится понятной при взгляде на карту градиентов гравитационного поля Салымского и смежных месторождений, где установлена основная нефтеносность баженовской свиты (Салымское, Верхнесалымское, Ай-Пимское, Красноленинское, Средненазымское, Рогожниковское и ряд других месторождений) – все они связаны с контрастными кольцевыми и линейными градиентными зонами – вулканическими аппаратами центрального и трещинного типов (рис. 2).

Уникальное в плане нефтеносности баженовской свиты Салымское месторождение имеет наиболее яркую градиентную характеристику гравитационного поля (рис. 3), которая должна являться важным поисковым критерием для поисков залежей нефти в баженовской свите и доюрском комплексе, поскольку связана с наличием флюидоактивных зон глубинной флюидомиграции.

Бывших вулканов не бывает, и поствулканическая, «холодная» стадия глубинной УВ парогазовой дегазации является их атрибутом, установленным к настоящему времени во многих пунктах земного шара [14]. Поэтому с большой долей уверенности можно предположить, что нефть в баженовской свите может быть связана именно с глубинным ее источником, поступающим из палеовулканов. Это объясняет и повышенные температурные градиенты на месторождениях с баженовскими залежами, и аномально высокие содержания в нефтях редкоземельных элементов, и зафиксированное в керне широкое нефтенасыщение отложений тюменской, абалакской свит и ачимовской толщи, подстилающих и перекрывающих баженовскую свиту (например, скв. № 200-р Салымская). Высокая степень гидротермальной проработки пород баженовской свиты неоднократно отмечалась разными исследователями (М.Ю. Зубков, Е.А. Предтеченская, Е.В. Карпова, Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков и др.).

Кошунственная, с точки зрения ОМГН, мысль о том, что нефтегазоносность баженовской свиты может быть связана с внедрением

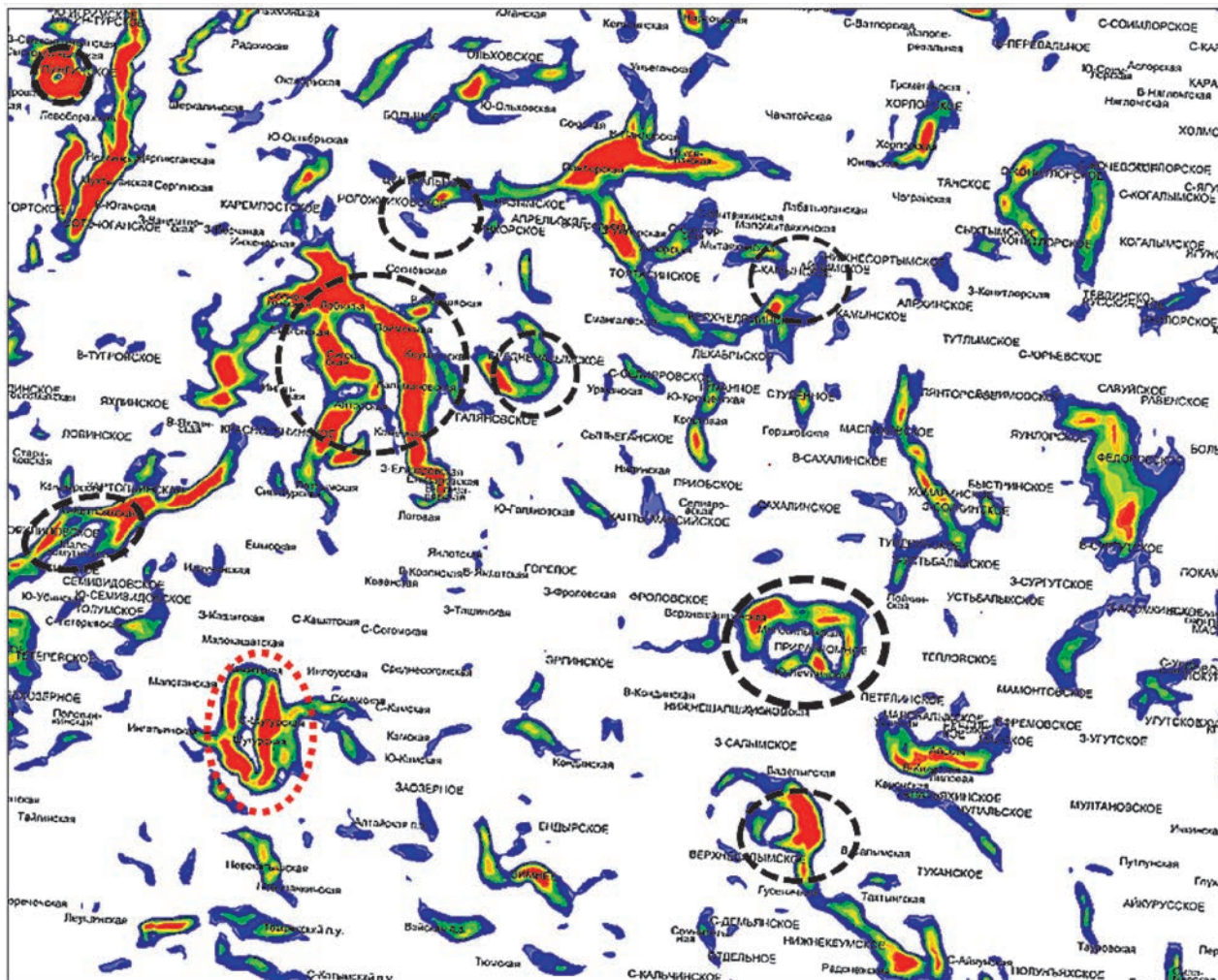


Рис. 2.
Карта градиентов гравитационного поля Салымской зоны (месторождения с залежами в баженовской свите – черный пунктир, с нефтепроявлением – красный пунктир)

глубинных УВ, подтверждается обилием мелких флюидодинамических структур типа «газовых пузырей» в подошве баженовской свиты на флюидоактивных, газонасыщенных территориях (рис. 4). И это не удивительно, поскольку баженовская свита – наиболее надежный флюидопор в разрезе осадочного чехла, который задерживает большое количество глубинных УВ потоков. В Восточной Сибири обилие аналогичных ФДС зафиксировано в подошве кембрийских соленосных отложений на нефтегазовых месторождениях (рис. 5).

Указанные объекты представляют несомненный нефтегазопромысловый интерес, однако имеющийся опыт разбуривания таких газовых пузырей свидетельствует о большом количестве осложнений в процессе строительства глубоких скважин из-за высокой газонасыщенности разреза и наличия аномально высоких пластовых давлений (АВПД). По нашему мнению, перспективы нефтегазоносности баженовской

свиты ограничиваются именно такими зонами внедрения глубинных УВ флюидов.

Соединения-биомаркеры

Наиболее веским доказательством органического происхождения нефти много лет считалось обнаружение в них соединений-биомаркеров, главным образом, изопреноидных соединений, свидетельствующих об образовании нефти из остатков живого вещества. Сходство химических соединений в нефти и живом веществе было аргументом для Н.Б. Вассоевича более 50 лет назад, когда он формулировал концепцию главной фазы нефтеобразования. В те годы наука ничего не знала об участии микроорганизмов в образовании углеводородов, в том числе и нефти. Однако современное естествознание не стоит на месте, и за истекшие годы положение коренным образом изменилось [15].

В 1977 г. американский микробиолог Карл Ричард Вёзе открыл новый тип микроорганиз-

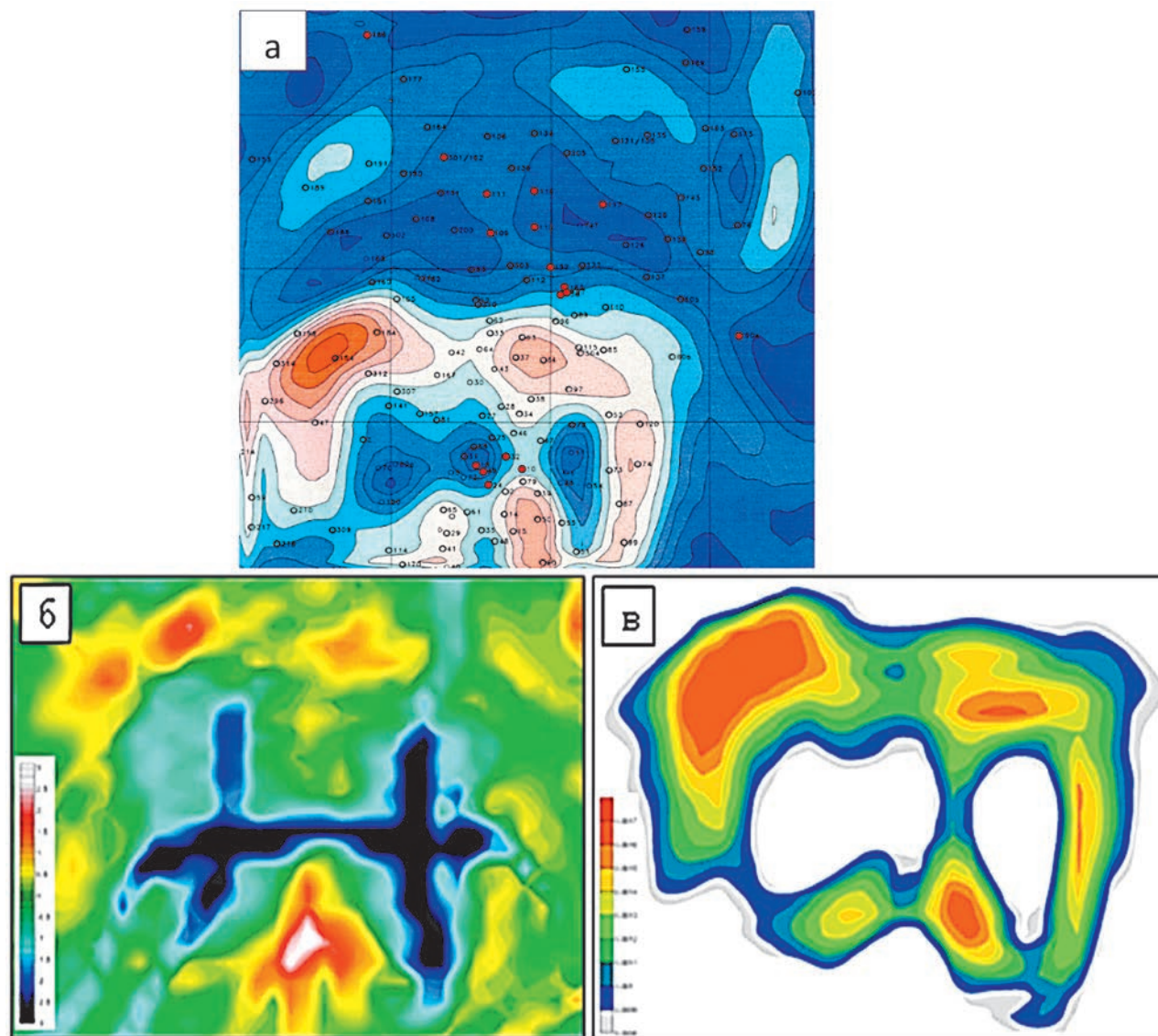


Рис. 3.

Карты градиентных характеристик гравитационного поля Салымского месторождения: а – локальная составляющая гравитационного поля, красными точками показаны продуктивные баженовские скважины; б, в – разные представления карты градиентов гравитационного поля

мов – археобактерии, или археи. Ему же принадлежит самое важное открытие в эволюционной биологии конца XX в. – открытие трехдоменного царства жизни [16, 17]. Помимо бактерий и эукариот, третьим доменом и являются археи, населяющие литосферу. Микроорганизмы (бактерии, археи, эукариоты) обитают в нефтяных залежах, а также за их пределами, в разной геологической обстановке, на всех доступных бурению глубинах, они способны жить в условиях высоких температур и давлений, без доступа кислорода, в разной по составу газовой среде, выполнять различные биогеохимические функции, использовать для своей жизнедеятельности и тепловую, и химическую энергию. Около 70% всех обитающих на Земле архей и бактерий живут в ее недрах. Роль подземной биосферы

в образовании УВ нефти изучена слабо и значительно недооценена. По мнению Т. Голда [18] «... углеводороды – это не биология, переработанная геологией (в соответствии с традиционным взглядом), а геология, переработанная биологией. Другими словами, углеводороды являются первичными, но, поскольку они поднимаются во внешнюю земную кору, в них вторгается микробная жизнь».

Микробиологическое и химическое изучение нефтепроявлений, связанных с современными вулканами на суше и в срединно-океанических хребтах, показало широкое распространение в этих нефтях микроорганизмов, останки (некрота) которых сложены соединениями-биомаркерами (О.К. Баженова и др. [19], А.Э. Конторович и др. [20, 21], Н.Л. Добрецов и др. [14], Г.Н. Гордадзе

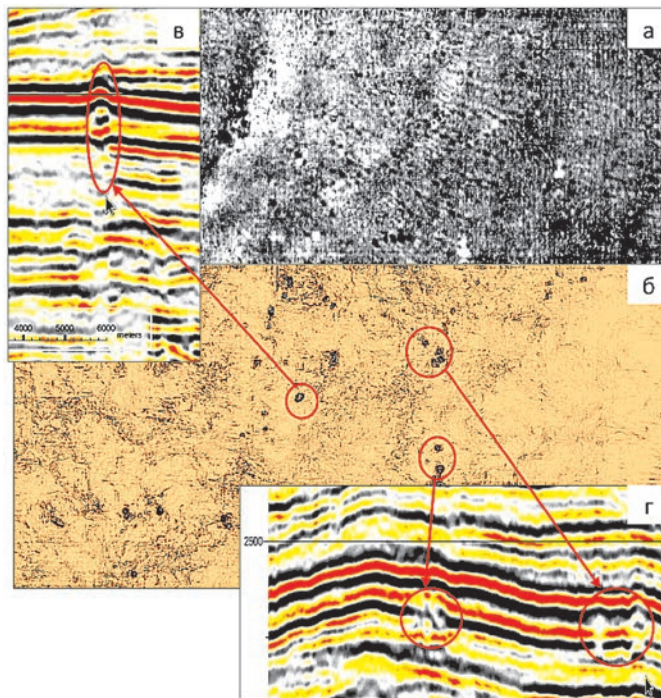
Рис. 4.

ФДС типа мелких газовых труб и пузырей на Енхяхинском нефтегазоконденсатном месторождении: А – горизонтальный срез куба амплитуд вблизи ОГ Б; б – горизонтальный срез куба когерентности на том же стратиграфическом уровне; в, г – вертикальные сечения куба амплитуд. Красными кружками и стрелками показано положение ФДС и их соответствие на срезах и разрезах

и др. [22], В.Ю. Керимов, Г.Н. Гордадзе, В.И. Ермолкин [23], А.Р. Подшибаева [24] и др.) Вот как оценивал значение одной из первых таких работ сотрудник института истории естествознания и техники им С.И. Вавилова РАН А.И. Резанов [15]: «О.К. Баженова и ее соавторы [19] нанесли сокрушительный удар по осадочно-миграционной концепции, показав, что на дне океана бактериальный синтез сложных углеводородов (C_{14} - C_{36}) идет за счет глубинного источника углерода. Этот природный эксперимент объясняет причины нефтеобразования в геологическом прошлом. Теоретические построения Н.Б. Вассоевича и его последователей о “нефтематеринских” свитах и о “главной фазе нефтеобразования” становятся ненужными» [15, с. 109].

Казалось бы, этот вывод очевиден, но у сторонников ОМГН логика своя. В учебнике по геологии и геохимии нефти и газа, выпущенном в МГУ в 2004 г. (второе издание) коллективом авторов [25], список которых возглавляет О.К. Баженова, результаты рассмотренной выше работы [19] оценены оригинально: «Открытие бактериальной жизни в высокотемпературных гидротермах и биопродуктов жизнедеятельности бактерий в рудах глубоких зон океана значительно расширяет “сферу жизни”. Бактериосфера – основа жизни на Земле; за счет нее биосфера увеличивается не только во времени, но и в пространстве, что, естественно, расширяет и возможности биогенного нефтегазообразования. Исходное вещество нефти независимо от источника углерода – эндогенного, космического, биогенного – в своей предыстории обязательно должно пройти через “жизнь”» [25]. Т.е. получается, что это открытие только усиливает позиции ОМГН. Учебник содержит и критику неорганической гипотезы происхождения нефти, и описание главных фаз нефте- и газонакопления, и выдающейся роли открытия биомаркеров в нефтях в 1934 г. и все остальные атрибуты ОМГН, но не содержит даже намека на необходимость корректировки ОМГН.

В дальнейшем туманное «расширение сферы жизни» сменилось, мягко говоря, спорным утверждением: «Раз в гидротермальных нефтях и нефтях современных вулканов много микроорганизмов (бактерий и архей), значит из них



нефть и образовалась». Таков смысл высказываний всех перечисленных выше ученых. Однако хорошо известно, что нефти легко утилизируются микроорганизмами, и их расцвет в местах выхода нефтей на дневную поверхность или на дно морей и океанов обусловлен именно тем, что у микроорганизмов-«нефтефагов» появился источник пищи. На разных глубинах, в разных термобарических условиях живут разные микроорганизмы, поэтому на разных стратиграфических уровнях состав соединений-биомаркеров разный. В общем случае их количество снизу вверх увеличивается, поэтому в доюрских образованиях встречаются нефти без биомаркеров, а вверх по разрезу их количество возрастает, причем живут они и в нефтях, и в водах, и породах. С глубины примерно минус 2000 м в Западной Сибири все нефти являются биодegradированными [26] и выше минус 1000 м по разрезу они уничтожаются археями и бактериями практически бесследно.

Учитывая, что бактерии и археи фоссилизируются и сохраняются в ископаемом состоянии не могут, следует считать, что глубинная нефть «прошла через жизнь», попав в осадочный чехол, где в изобилии живут археи и бактерии, и там обогатилась соединениями-биомаркерами. Такая точка зрения единственно возможна, и должна доминировать в нефтегазовой геологии XXI в.

Энергия процессов нефтегазонакопления

С позиций ОМГН, процессы нефтегазонакопления протекают в условиях осадочного чехла, за

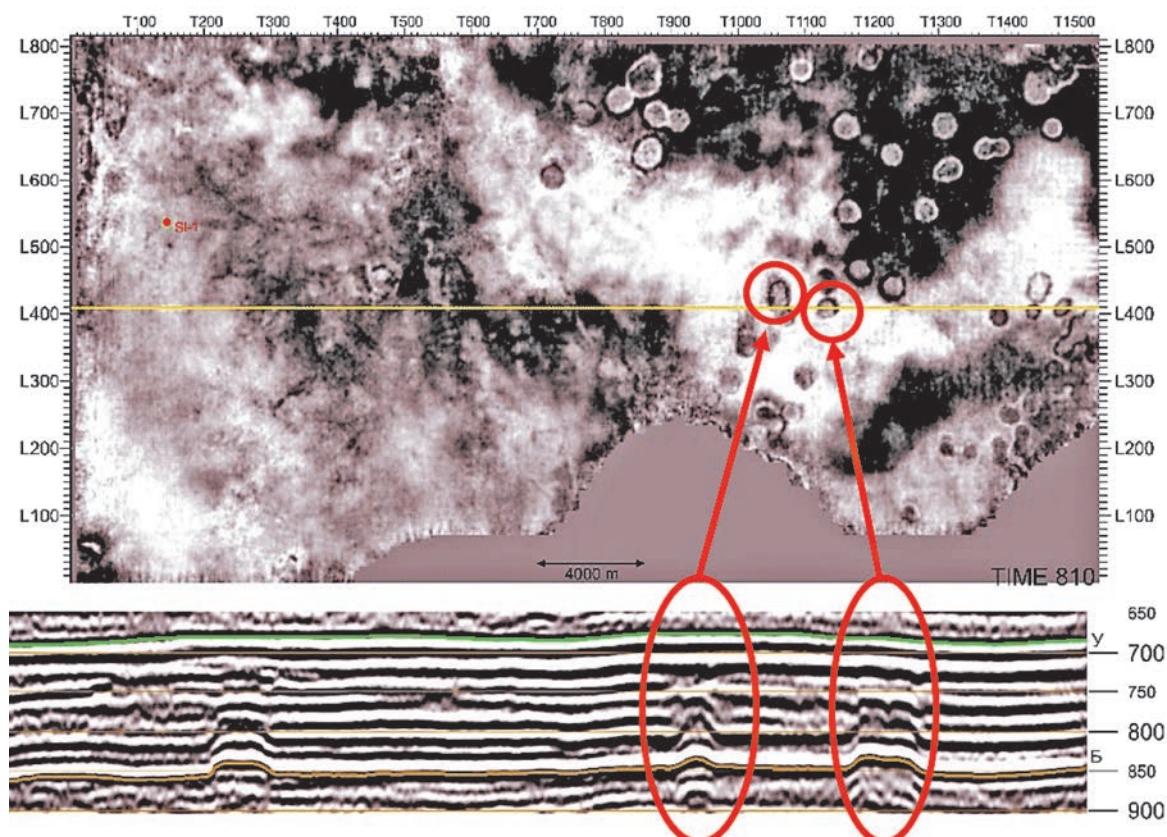


Рис. 5.
Газовые трубы в подошве соленосных отложений Оморинского нефтегазового месторождения (Восточная Сибирь)

счет его энергии, а их движущими силами преимущественно является вес вышележащих пород, уплотняющих нефтематеринские глины, а также разность плотностей воды, нефти и газа, обеспечивающая перемещение УВ вверх по восстанию пластов. Однако энергетические возможности этих явлений и процессов недостаточны для перемещения нефти и газа.

Многие критиковали первичную миграцию УВ. Это делали П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, В.Ф. Линецкий, А.И. Тимурзиев, А.Л. Наумов, Р.Б. Сейфуль-Муллюков и др. Даже многие сторонники ОМГН, начиная с К.П. Калицкого и В.В. Вебера, сомневаясь в реальности этого процесса, считали, что нефть образуется прямо в пласте-коллекторе. В Западной Сибири такой точки зрения придерживались Н.Н. Ростовцев, А.В. Рыльков, К.А. Шпильман, И.И. Нестеров [27] и др.

Очевидные факторы, препятствующие первичной миграции дисперсной микронепфти в любой форме из тонкозернистых глинистых и карбонатных пород – это капиллярные эффекты, связанные с силами поверхностного натяжения и наличием пленок связанной воды, выстилающих стенки изолированных пор. Первичная миграция нефти наименее обоснована, поскольку

седиментационные воды отжимаются из глин значительно раньше, чем наступает главная фаза нефтеобразования, уже на глубинах 200–250 м осадки превращаются в уплотненные глинистые породы, содержащие преимущественно связанную воду [28], а эмиграция нефти происходит гораздо позже.

С точки зрения классиков ОМГН – Б. Тиссо и Д. Вельде [29, с. 271]: «Первичная миграция во время главной фазы образования углеводородов обычно на глубинах от 1500 до 3000–3500 м подтверждается условиями нахождения большинства залежей нефти кайнозойского, мезозойского и палеозойского возраста и должна рассматриваться как установленный факт. Механизмы первичной миграции, господствующие на этой стадии эволюции материнских пород, менее понятны, чем механизмы первичной миграции других стадий». Т.е. доказательством первичной миграции является существование залежей нефти! При объяснении первичной миграции УВ из материнских пород постулируется, что процессы генерации УВ сопровождаются ростом пластового (точнее, порового) давления [30]. Однако для удаления продуктов генерации должно создаться давление, превышающее давление прорыва глинистой пачки, составля-

ющее, как минимум, 0,75–0,80 геостатического давления, т.е. массово и повсеместно должны создаться давления с коэффициентом аномальности около 2,0, чего даже в баженовской свите на территории ХМАО никогда не фиксировалось. Аномально высокие поровые давления, связанные с нефтеносными баженидами, обусловлены инъекционными процессами внедрения глубинной нефти и распространены локально.

Доказано, что вторичная миграция нефти и газа, осуществляемая по латерали за счет сил всплывания или перепада пластового давления, энергетически невозможна при любом агрегатном состоянии флюидов [1]. При объяснении латеральной миграции на любые (до 200 км [30]), а иногда и до 1000 км – А.М. Хитров) расстояния, в том числе и в Западной Сибири, сторонники ОМГН легко оперируют перетоками пластовых флюидов вверх и вниз, миграцией «по клиноформам», абсолютно не задумываясь о прерывистости песчаных пластов-резервуаров. Их линзовидное строение на любых стратиграфических уровнях не позволяет рассчитывать на латеральную миграцию даже на небольшие расстояния.

Более того, линзовидность резервуаров не позволила бы нефти и газу заполнить даже высокоамплитудные антиклинальные ловушки УВ, т.е. ОМГН находится, если задуматься, в противоречии даже с антиклинальной теорией размещения залежей нефти и газа. Результаты более чем 50-летней эксплуатации сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири, например, Медвежьего, Вынгапуровского месторождений, свидетельствуют о слабой подвижности пластовых флюидов – воронки депрессии, образовавшиеся еще на первых этапах разработки этих залежей в резервуарах с высокой пористостью (до 40%) и проницаемостью (до 4 Дарси), с течением времени не рассасываются, несмотря на снижение темпов отбора газа, более того, происходит резкое снижение давлений по всей залежи, вплоть до 4–5 атм., что, по отношению к гидростатическому давлению порядка 100 атм., следует рассматривать практически как вакуум. Однако выравнивания давлений в залежи за счет упруговодонапорного режима не происходит, и оставшийся пластовый флюид (вода с растворенным газом) в добывающих скважинах на поверхность не поднимается. Судя по данным ГИС, газ покинул только наиболее проницаемые пласты, но в качестве защемленного сохранился в слабопроницаемых прослоях. Как ни парадоксально, подвижная пластовая вода не заполняет объем, ранее занятый газом!

Эти данные свидетельствуют о слабой подвижности пластовой воды даже в таких «супер-

коллекторах», как сеноманские. В условиях осадочного чехла вряд ли смогли бы сформироваться существующие ныне газовые скопления – для этого необходимы более значительные перепады давлений, чем создаваемые геологическими процессами в осадочном чехле. Вывод, в общем, очевидный, потребовал и от приверженцев ОМГН привлечения глубинных, эндогенных сил для объяснения процессов формирования месторождений нефти и газа. Поэтому во второй половине XX в. и родились флюидодинамическая гипотеза нефтегазообразования Б.А. Соколова [31] и гипотеза Хедберга-Сорохтина [32], связывающая формирование месторождений УВ с зонами субдукции литосферных плит. Хотя эти гипотезы и переносят процесс образования УВ в более жесткие термобарические условия, источником УВ остается РОВ, т.е. сохраняются те же проблемы образования и первичной миграции микронефти.

А.И. Тимурзиев [33], рассматривая физические возможности первичной и вторичной миграции, считает, что только глубинно-фильтрационная теория нефтегазообразования с безальтернативными представлениями о вертикальной струйной фильтрации УВ при формировании промышленных скоплений УВ снимает физические противоречия, существующие в представлениях ОМГН о первичной и вторичной миграции УВ.

Возможность полигенеза нефти и газа

Возможность полигенного образования нефтей представляется нам сомнительной, а дуалистическая позиция в вопросе происхождения нефти и газа представляется, скорее, дипломатической попыткой снизить степень конфронтации между сторонниками антигонистических гипотез. В.А. Карпов, поднявший вопрос о полигенезе нефтей на страницах журнала «Геология и недоропользование», не первый сторонник этой идеи, ее развивали и развивают Ю.П. Гаврилов, А.Н. Дмитриевский, Р.Х. Муслимов, М.З. Рачинский и ряд других исследователей, но практического толку от этого мало – поисковые критерии, вытекающие из противоположных концепций нафтидогенеза, существенно различаются.

ГГН, несмотря на то, что связывает образование нефти и газа с традиционными для геологии эндогенными процессами, вряд ли сможет стать в ближайшее время научной теорией и доказательно объяснить все условия и особенности процесса нафтидогенеза, поскольку они останутся недоступными для прямого наблюдения и изучения. Дискуссии же о глубинном строении Земли в связи с нафтидогенезом, оживляющиеся иногда на чате «Глубинная нефть и водород»,

не приближают нас к решению рассматриваемой проблемы и не дают ничего конструктивного для практики ГРП.

По нашему мнению, ключ к полигенезу нафтидогенеза и дуализму в познании происхождения нефти лежит в смещении очагов нефтеобразования в глубокие горизонты земной коры и признании в его участии микроорганизмов. Хотя о масштабах образования УВ нефтей в литосфере за счет деятельности архей и бактерий «глубинной горячей биосферы» из глубинных газов (H_2 , CH_4 , HCO_3 , CO_2 и др.) пока сложно сказать что-либо однозначное ввиду слабой изученности вопроса, но, возможно, это основной способ образования нефтей, либо процесс, сочетающийся с синтезом Фишера-Тропша. По мнению А.А. Оборина и др. [34], это возможно на глубинах до изотермы $+374$ °С, критической для существования молекулярной воды.

Признание такой возможности могло бы способствовать сглаживанию противоречий между антагонистическими – осадочно-миграционной и глубинной гипотезами происхождения нефти. Но для этого необходима добрая воля сторонников конкурирующих гипотез. Смещение «сферы жизни» к подошве земной коры позволит здраво оценивать доминирующую роль высокоэнергетичной вертикальной миграции УВ в формировании залежей нефти и газа, а также с пользой для дела использовать биохимические данные для оценки их возраста.

Необходимость нисходящей миграции нефти

Одной из тем обсуждения дискуссионного клуба был вопрос о нисходящей миграции нефти. Необходимость такой миграции, противоречащей законам как физики, так и геологии (из области низких давлений в область высоких давлений) обусловлена наличием неприемлемой с позиций ОМГН широкомасштабной продуктивности фундамента нефтегазоносных бассейнов. И.В. Гончаров с соавторами [30] привлекает нисходящую миграцию нефти как само собой разумеющуюся в тех случаях, когда биомаркеры в нефтях юрских залежей соответствуют биомаркерам в вышележащих нефтематеринских породах (преимущественно это баженовская свита). С нашей точки зрения, нисходящая миграция нефти невозможна, а необходимость ее привлечения отпадает, если отбросить устаревшие представления ОМГН. В случае нефтегазоносности фундамента нисходящая миграция не может опровергнуть глубинную природу этих залежей, поскольку в древних породах-коллекторах имеются газожидкие включения, температура гомогенизации которых исключает возможность их образования в условиях осадочного чехла

[35]. Характерно, что в этих включениях имеются заметные содержания УВ. Кроме того, в нефтях и газах ряда НГБ, в частности, Западно-Сибирского, содержатся палеозойские микрофоссилии, преимущественно споры и пыльца и акритархи [36]. Их наличие является указанием на вертикальную, снизу вверх, миграцию УВ. По нашему мнению, обогащение нефтей и газов палеозойскими микрофоссилиями могло произойти только в случае нахождения их в палеозойских корях выветривания, где происходила «естественная мацерация», или концентрация спор и пыльцы. Поэтому мы считаем, что масштабы нефтегазоносности древних палеозойских кор выветривания были (а возможно и являются) весьма значительными. Не исключена их нефтегазоносность и под триасовыми базальтовыми покровами.

Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири с позиций глубинной гипотезы нафтидогенеза

Некоторое время назад, обсуждая проблемы нафтидогенеза на страницах журнала «Недропользование XXI век», В.А. Карпов [37], стоящий на позициях биогенного нафтидогенеза, призывал неоргаников открыть хотя бы три месторождения с «неорганических» позиций, чтобы сторонники осадочно-миграционной гипотезы не находили никаких предпосылок для возможности их обнаружения. Заметим, что таких условий на земном шаре не существует. Поскольку нефть и газ открыты в самых разнообразных условиях, то все эти условия и объявлены подходящими для нефтегазоаккумуляции с позиций ОМГН.

Это отложения от протерозоя по кайнозой, залегающие в интервале глубин от 10 км и более до 0 м, в диапазоне температур 20–300 °С, в породах любого состава. Если отсутствуют нефтематеринские породы, богатые органикой, то нефть образуется образовавшейся прямо в песчаных пластах, если ее находят в магматических породах, то считается, что нефть мигрирует туда сверху вниз, или сбоку, из прислонившихся осадочных пород, если этих пород нет рядом, то вполне подходит и сверхдальняя латеральная миграция, миль за 300 (например, в битуминозные пески Атабаски). Если нефть найдена в кальдере действующего вулкана, то очевидно, что она тоже образовалась органическим путем – из тел живших там бактерий. Такая «всеядность» ОМГН не позволяет «неорганикам», или сторонникам глубинного синтеза УВ найти на Земле такие условия для существования залежей нефти и газа, которые бы не подходили для этого с точки зрения ОМГН.

Тем не менее, принципиально разные источники УВ в конкурирующих гипотезах позволяют по-разному оценивать ресурсный потенциал того или иного нефтегазоносного комплекса, что и определяет серьезные различия в оценке направлений дальнейших ГРП на нефть и газ в Западной Сибири. Что по этому поводу думают сторонники ОМГН, хорошо известно. Это неоднократно было озвучено и опубликовано А.Э. Конторовичем с соавторами: баженовский нефтегазоносный комплекс, мелкие и мельчайшие месторождения, акватории арктических морей, тактическая задача – доизучение нефтегазоносности разрезов разрабатываемых месторождений [38].

С нашей точки зрения, основанной на ГГН и опыте работ в Западной Сибири, значительные перспективы нефтегазоносности связаны с зоной АВПД, охватывающей в Западной Сибири территорию более 500 тыс. км² (рис. 6), надсеманским потенциально газоносным мегакомплексом в зонах активной дегазации, в первую очередь, в арктических районах бассейна, а также периферийные, слабо изученные районы ЗСНГБ, часть из которых с позиций ОМГН бесперспективна из-за недостаточно высокой степени метаморфизма РОВ, а часть (восточная окраина ЯНАО) – просто не рассматривается по причине низкой эффективности ранее выполненных ГРП.

Перспективы нефтегазоносности зоны АВПД

ОМГН на нефтегазоносности зоны АВПД внимания не заостряет. По традиционному мнению нефтегазовых гидрогеологов [39], аномально высокие флюидные (поровое и пластовое) давления обусловлены «эксфильтрационными» элизионными процессами, т.е. отжатием остаточных порций воды из уже уплотненных глин на больших глубинах. Судя по этой позиции, какого-либо положительного влияния на нефтегазоносность рассматриваемое явление не оказывает. Поэтому и перспективы зоны АВПД, охватывающей линзовидные резервуары ачимовской толщи неокома и юры, рассматриваются сторонниками ОМГН как низкие, исходя из больших глубин залегания, малых эффективных толщин пород-коллекторов, обладающих низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Освоение небольших ресурсов УВ, связанных с мелкими залежами УВ преимущественно на территории ЯНАО, является, по мнению этих исследователей [40], задачей тактической, второстепенной, обусловленной лишь их локализацией на территориях с развитой газотранспортной системой. Позиция эта не может не вызывать удивления, поскольку в зоне АВПД открыты уникальные по объему газоконденсатные и неф-

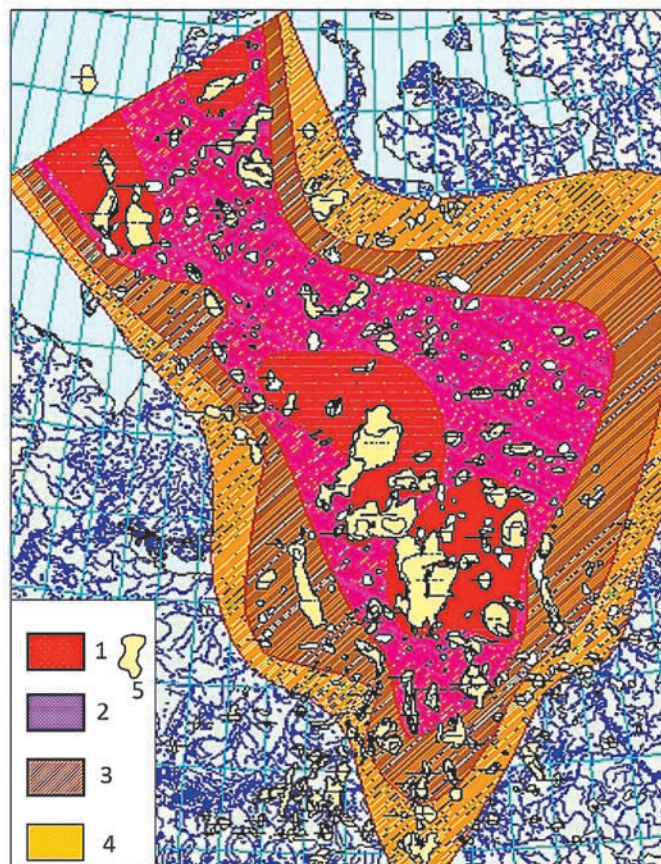


Рис. 6. Схема размещения зоны АВПД на севере Западной Сибири; значения коэффициента аномальности (K_a) в кровле средней юры: 1 – 2,0–1,8; 2 – 1,8–1,6; 3 – 1,6–1,4; 4 – 1,4–1,0; 5 – месторождения УВ (по А.И. Гальченко, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2000)

тяные залежи на многих месторождениях ПАО «Газпром» в ЯНАО.

Количественные расчеты, выполненные гидрогеологами МГУ [41], свидетельствуют, что объемы элизионных вод недостаточны для образования АВПД. Это явление имеет глубинную, флюидогеодинимическую природу. ГГН позволяет высоко оценивать перспективы нефтегазоносности отложений, залегающих в условиях АВПД, поскольку связывает АВПД с упруго-пульсационным вторжением сжатых глубинных флюидов в земную кору и осадочный чехол при недавних и современных неотектонических движениях [42].

Эта модель объясняет широкое распространение АВПД в недрах ЯНАО или северного газоносного суббассейна ЗСНГБ, обладающего специфическими особенностями глубинного строения и истории развития (активное прогибание в мезозое, сменившееся неотектоническим дифференцированным воздыманием). С позиции этой модели легко объяснимы наличие на флюидо-активных территориях газовых труб и пузырей,

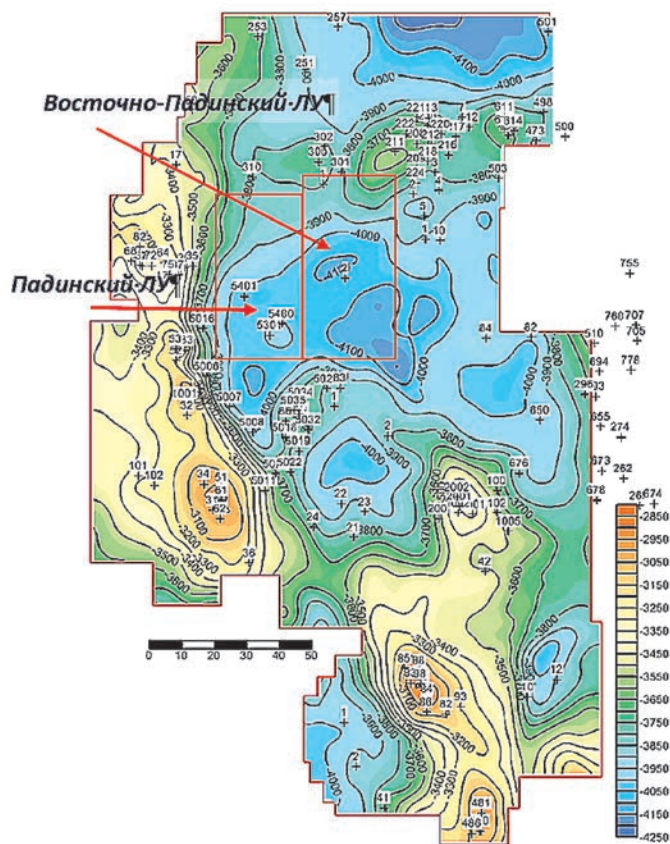


Рис. 7. Структурная карта по кровле баженовской свиты верхней юры Нерутинской впадины (ЯНО)

аномальных кольцевых зон, газовых диапиров, наличие аномально высоких поровых давлений в газовых залежах верхней (надсеноманской) части разреза и в зонах инъекции нефти в подошву баженовской свиты и другие особенности этих флюидных систем [43].

Главной, наиболее важной особенностью резервуаров зоны АВПД является отсутствие в них подвижной воды и практически полное заполнение пор УВ (в зоне АВПД со значениями коэффициента аномальности более 1,6) независимо от гипсометрии, т.к. «рабочим телом» АВПД является глубинная парагазовая УВ смесь. Отсутствие подвижной воды является конституционной чертой резервуаров зоны АВПД, поскольку жидкость несжимаема. Поэтому УВ потенциал зоны АВПД следует считать уникальным, но этому препятствует большое количество непродуктивных скважин, вскрывающих зону АВПД. Выполненный нами многолетний анализ эффективности ГРП в зоне АВПД ЯНО свидетельствует, что во всех случаях (по которым имеется информация – это сотни глубоких скважин) испытанные пласты зоны АВПД имеют признаки нефтегазоносности (ГИС, керн, ГТИ), а скважины характеризуются дефектами вскрытия пластов,

цементирования и другими недостатками. Это скважины, вскрывающие отложения юры и ачимовской толщи, как пробуренные «Главтюмень-геологией» еще в прошлом веке, так и современные скважины, пробуренные добывающими компаниями на своих лицензионных участках. Это поисково-оценочные и разведочные, а также добывающие скважины. Эффективность ГРП в Надым-Пур-Тазовском регионе на эти отложения в зоне АВПД никогда не поднималась выше 50–60%.

Глубинная зона АВПД Западной Сибири рассматривается нами как единое, но сложно построенное «местоскопление» газа, конденсата и нефти. Ее ресурсы экспертно оценены в диапазоне 475 (условно локализованных) – 1900 (условно потенциальных) млрд т у.т., что позволяет считать ЗСНГБ крупнейшим в мире не только по площади, но и по ресурсной базе [43]. Современная сейсморазведка МОГТ 3D позволяет уверенно картировать ловушки и залежи УВ в зоне АВПД и размещать поисково-оценочные и разведочные скважины в наиболее перспективных участках. Главное условие эффективности ГРП на объекты зоны АВПД – повышение качества скважинных операций, на чем мы остановимся ниже.

Ярким примером отсутствия гипсометрического контроля нефтегазоносности в зоне АВПД, или примером «синклинального месторождения» является Падинское газоконденсатное месторождение, открытое ООО «Газпром добыча Надым» и ООО «Газпром добыча Уренгой» на Падинском и Восточно-Падинском лицензионных участках в 2015–2016 гг. Месторождение расположено в центральной, наиболее погруженной части Нерутинской впадины, и кровля баженовской свиты на нем залегает примерно на 1000 м глубже сводовых частей рядом расположенных Медвежьего и Ямсовейского поднятий (рис. 7). В скв. № 5400 П и 2 ВП, соответственно, из ачимовской толщи получены притоки газоконденсата дебитом 55,0–224,0 тыс. м³ газа/сут. В скв. № 5401 П УВ не получено из-за предполагаемого по данным ГИС водонасыщения пластов, что опровергается данными по детальной газометрии бурового раствора и люминескопии керна [43]. Получение притоков воды (до 48 м³/сут) связано с негерметичностью эксплуатационной колонны (по данным акустической цементометрии отсутствие сцепления цементного камня с колонной составляет 6,0%, частичное сцепление цементного камня с колонной – 94%; отсутствие сцепления цементного камня с породой – 1,5%, неопределенное сцепление – 98,5%). Судя по керну, на месторождении продуктивны и отложения

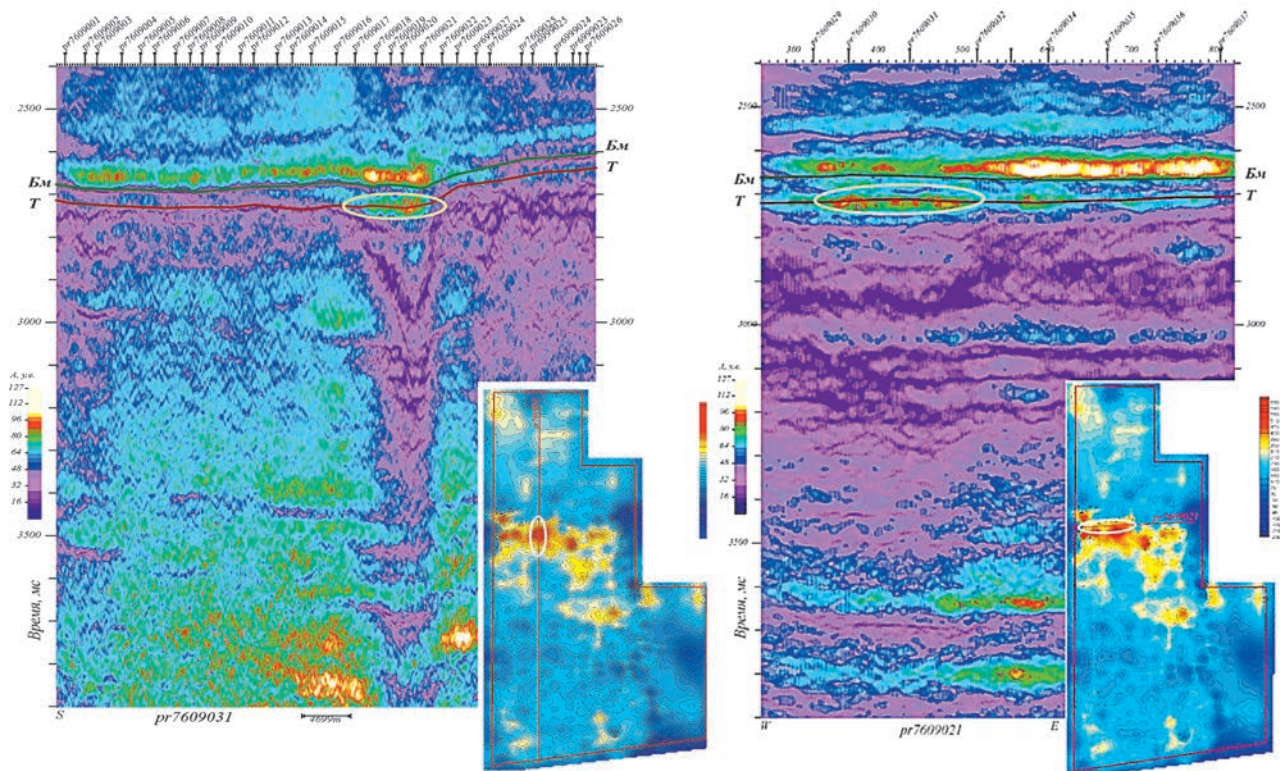


Рис. 8. Выделение зон с аномально высокими значениями амплитуд рассеянных волн по материалам сейсморазведки МОГТ 2D в юрско-нижнеюрском интервале Восточно-Падинского ЛУ (Падинское газоконденсатное месторождение) (по В.В. Касьянову, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012). На врезках показано положение сейсмических разрезов (слева – меридиональный, справа – широтный) и карта амплитуд рассеянных волн по среднеюрскому интервалу

тюменской свиты средней юры (пласты Ю₂, Ю₃). Однако при таком качестве цементирования рассчитывать на возможность получения из скважины притоков пластового флюида не стоит.

Проблема качества цементирования глубоких скважин является системной и практически нерешаемой. В связи с этим приведем слова известного ученого-нефтяника А.И. Булатова, основателя ВНИИКРнефти и созданного на его основе НПО «Бурение»: «Некачественное цементирование скважин может быть причиной неправильной оценки перспектив разведываемых площадей. Это один из наиболее опасных видов осложнений, часто переходящих в аварии. Перетоки флюидов – обычное явление. Как далеко заходят эти процессы, пока точно неизвестно – таких экспериментов специально не ставят, но, очевидно, очень далеко. Какую скважину после бурения считать качественной? При нынешнем подходе к строительству скважин – почти никакую. Мы должны заботиться о кладовых природы, должны охранять их для своего же блага и блага своих потомков. В основе охраны недр существует правило “Не навредить”» (Булатов, [44], с. 11). В условиях АВПД, при высокой газонасыщенности разреза качество цементирования является крайне низким и перетоки воды по

затрубью из вышележащих водоносных отложений обычны. И даже убедительные данные о наличии УВ в испытываемых пластах, имеющих как по этой скважине, так и по большинству скважин, пробуренных в зоне АВПД, положения не меняют – эти скважины числятся как непродуктивные. Так, результаты, полученные по скв. № 5401 П послужили основанием для снижения запасов газа и конденсата Падинского месторождения [40]. Заметим, что в 90-е годы XX в. в непосредственной близости от точки заложения скв. № 5400 была пробурена скв. № 5301, в которой ачимовская толща не была испытана из-за технических дефектов и сильного газирования, по этой причине скважина считалась непродуктивной. Однако ее наличие и послужило для нас основанием для дальнейшего опосредования Падинского и Восточно-Падинского участков, что и привело к открытию Падинского месторождения. Нерутинская впадина характеризуется активной дегазацией недр, которая фиксируется на сейсмических разрезах МОГТ 2D, обработанных в поле рассеянных волн (рис. 8).

Наличие интенсивных аномалий рассеянных волн, формирование которых вызвано наличием мелкой трещиноватости, рассматривается нами как свидетельство наличия каналов глу-

бинной флюидомиграции, благодаря которой и формируются залежи УВ [45]. Изучение закономерностей изменения АВПД по площади показало, что значения Ка пластового давления увеличиваются как в сводовых частях поднятий, так и в наиболее погруженных участках зоны АВПД [46]. Учитывая газонапорный механизм формирования АВПД, можно считать, что наиболее погруженные участки Нерутинской впадины и других депрессий являются перспективными в отношении нефтегазоносности.

Еще в начале 80-х гг. прошлого века бурение глубокой параметрической скважины № 700 Самбургской площади, расположенной вне поднятий, привело к открытию нефтяной залежи в ачимовской толще и позволило получить признаки газонаносности среднеюрских отложений. Отсутствие гипсометрического контроля нефтеносности в той скважине привело к тому, что Ф.К. Салманов назвал открытое месторождение Непонятым. Позже оно вошло в состав единой Уренгойско-Самбургской зоны нефтегазоносности ачимовских и среднеюрских отложений. И Падинское, и Непонятое месторождения являются примерами «синклиналильных» месторождений УВ, проблема изучения которых активно рассматривается в этом журнале (В.А. Карпов, 2019, М.З. Рачинский, 2019, И.В. Истратов, 2019, Я.Г. Грибик, 2020 и др.). Литологические залежи нефти и газоконденсата, к которым и относятся залежи УВ зоны АВПД, генетически имеют слабый гипсометрический контроль, а при заполнении УВ вследствие глубинной дегазации они располагаются непосредственно над очагами глубинной дегазации, независимо от гипсометрии. Следует повторить, что эффективное освоение уникального нефтегазового потенциала зоны АВПД может происходить только при повышении качества ГРП.

Перспективы надсеноманского мегакомплекса

Если зона АВПД, исходя из его газонапорной модели, может рассматриваться как зона поступления УВ в осадочный чехол, то верхняя часть разреза (ВЧР) над ней представляет собой зону разгрузки более интенсивных газовых потоков. Наличие многолетнемерзлых пород (ММП) зоны вечной мерзлоты и обусловленные этим низкие температуры на достаточно больших глубинах создают термобарические условия для перехода свободных газов в газогидраты (ГГ). Наличие напорного газа глубинных потоков, расширяющегося в ВЧР, благодаря положительному дроссельному эффекту, создает существенное понижение пластовых температур и расширяет диапазон консервации ГГ за пределы принятой зоны метастабильности ГГ. Хотя этот факт

и оспаривается специалистами по техногенным газогидратам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», наличие ГГ в отложениях березовской свиты (сенон) установлено в скважинах Медвежьего месторождения по материалам ГИС, ГТИ и подтверждено газохимическими исследованиями [47]. Более того, благодаря резко различным акустическим свойствам, свободный газ и ГГ в залежах по-разному отображаются в динамических атрибутах на материалах сейсморазведки МОГТ [45]. Благодаря детальному газометрическому изучению бурового раствора на скважинах Медвежьего месторождения, по обогащению отдельных интервалов разреза УВ, образующими и не образующими ГГ, косвенно установлены значительные по мощности газогидратные интервалы в надсеноманских отложениях. По данным ГИС и ВСП широкое распространение ГГ предполагается на относительно погруженных территориях всей арктической части ЯНАО. Это, ориентировочно, территории, где отражающий горизонт Г (кровля сеномана) залегает на отметках глубже минус 400 м.

Проблема гидратонаосности надсеноманских отложений на территории ЯНАО, да и на арктических территориях других субъектов РФ остается практически неизученной. В ЯНАО имеется только одна скважина – № 720 Уренгойская, где с помощью герметизированного керноприемника из тибейсалинской свиты (палеоген) был отобран предположительно газогидратный керн, дегазация которого позволяет, исходя из объема выделившегося газа, определить, что содержание газа в ГГ примерно пропорционально пластовому давлению и составляет в скв. № 720 порядка 50 м³/м³. Исходя из выше приведенных данных, ресурсы газогидратного газа на ЛУ ПАО «Газпром» в НПТР могут составлять около 68 трлн м³, из них 45 трлн м³ – на Медвежьем, Ямбургском, Заполярном, Уренгойском месторождениях. На территории нераспределенного фонда недр и ЛУ других недропользователей, судя по имеющимся ограниченными данным, ГГ также имеются в соизмеримых количествах, причем эти ГГ, локализованные вблизи развитой газотранспортной инфраструктуры, вполне пригодны для освоения. В условиях суши, при наличии напорных термальных вод, которые могут использоваться в качестве растеплителя, разработка ГГ может оказаться вполне рентабельной.

Если в глубоководных зонах морей и океанов, где развиты ГГ, пробурены сотни специальных скважин, то в арктических районах Западной Сибири, несмотря на сотни и даже тысячи (с учетом эксплуатационных) скважин, вскрывающих ВЧР, информация по ГГ практически отсутствует, т.к. в этих скважинах информативный

комплекс ГИС для диагностики ГГ не выполнялся. Изучение газоносности надсеноманского мегакомплекса, в том числе связанной и с ГГ, является актуальной геологической задачей, которая не выполняется по причине того, что с позиции ОМГН «в нем нет генетических предпосылок для газогенерации» [48].

Окраинные зоны Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Окраинные зоны ЗСНГБ с точки зрения ОМГН слабо перспективны для поисков нефти и газа, что подтверждается большим количеством непродуктивных скважин, пробуренных там при ранее проводившихся поисках нефти и газа. С одной стороны, в этом мнении есть логика – окраинные части нефтегазоносных бассейнов всегда обладают меньшей плотностью запасов, чем центральные их районы, а открываемые там месторождения гораздо мельче. Но достаточно четко границу ЗСНГБ можно провести только на западе, где мезозойско-кайнозойский осадочный чехол эродирован, а образования фундамента интенсивно дислоцированы. На востоке, где осадочный чехол подстилается восточносибирскими древними формациями, нельзя исключить двухслойную «нефтегазоносность» – верхнюю, западносибирскую, связанную с мезокайнозойским осадочным чехлом, выклинивающимся на восток, и нижнюю, – восточносибирскую, приуроченную к древним толщам с солями, далеко протягивающимся на запад.

На юге бассейна, где осадочный чехол полностью не выклинивается, границу ЗСНГБ провести вообще сложно – ее еще предстоит найти, поскольку ГРП здесь выполнялись преимущественно в 50-х гг. прошлого века, позже они были эпизодическими, а качество тех и других недостаточно высоко для правильной оценки перспектив нефтегазоносности района. По крайней мере небольшие объемы сейсморазведочных работ МОГТ, выполненные на юге ЗСНГБ, после переобработки позволяют увидеть перспективные, бесспорно нефтегазоносные объекты. Критерии нефтегазоносности, основанные на оценке «консервационных» условий, способствующих сохранению залежей УВ, практически не зависят от генетических «пристрастий» участников геологоразведочного процесса (это повышенные пластовые температуры, состав и минерализация подземных вод и, главное, их газонасыщенность). Но конкурирующие гипотезы – ОМГН и ГГН по-разному оценивают перспективность окраинных зон бассейна и фазовый состав прогнозируемых залежей УВ.

ОМГН учитывает степень преобразованности и состав РОВ нефтематеринских пород в зависимости от температуры и палеогеографии. Поэтому окраинные районы, особенно юг и запад, где нефтематеринские породы практически полностью выклинились, с этих позиций бесперспективны, на востоке – частично сохраняются низкие перспективы, постепенно уменьшающиеся до нуля по мере приближения к Енисею.

ГГН оценивает перспективы окраинных частей ЗСНГБ с других позиций. В первую очередь, на основе критического анализа качества ранее выполненных работ были уточнены термобарические, гидро- и газохимические параметры разрезов, что позволило существенно расширить границы территорий с благоприятными для сохранения залежей УВ условиями. Во-вторых, уточнено фазовое состояние залежей УВ и на основании этой оценки сделан вывод о преимущественно газовом насыщении западной и южной окраин ЗСНГБ. Еще А.Л. Наумовым в 80-х гг. прошлого века было показано, что размещение газоносности в Западной Сибири подчиняется глубинным, геотектоническим факторам. Для анализа истории тектонического развития структур им был использован корреляционный метод мощностей, позволяющий разделить зоны с активным прогибанием в юре и неотектоническим воздыманием, характеризующиеся газоносностью, от более стабильных, преимущественно нефтеносных зон. Согласно этим данным, и Приуральская, и южная, Тюмень-Курганская части бассейна относятся к преимущественно газоносным территориям. В южной части Приуралья и в Тобольско-Уватском районе на юге Западной Сибири газоносность сочетается с нефтеносностью. Глубинный тектонический контроль размещения залежей УВ ЗСНГБ по фазовому состоянию является, по нашему мнению, веским аргументом в пользу глубинной, эндогенной модели нефтидогенеза [49].

Выполненный прогноз подтверждается многочисленными интенсивными газопроявлениями, зафиксированными в западных и южных районах бассейна. Здесь же отмечены ФДС различных типов, свидетельствующие об активной дегазации недр. Оценка перспектив нефтегазоносности окраинных частей ЗСНГБ, выполненная в ФАУ «ЗапСибНИИГГ» с учетом изложенных выше подходов, составляет порядка 27 млрд т условного топлива [49].

Необходимость картирования разломов и других путей миграции УВ

Выше мы уже отметили, что в центральных частях ЗСНГБ при высокой плотности начальных сырьевых ресурсов УВ практически все

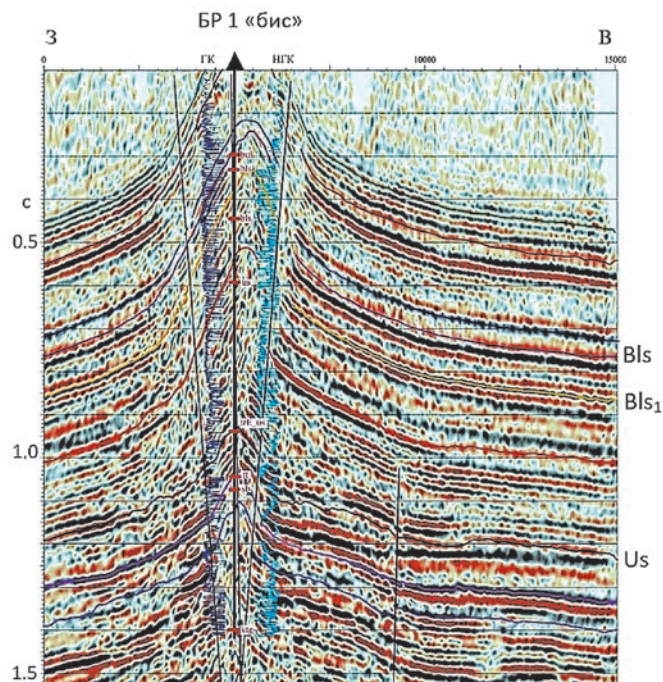


Рис. 9. Берямбинское «месторождение», широтный временной сейсмический разрез по линии 430 через продуктивную скважину № 1 «бис»

потенциальные ловушки заполнены нефтью и газом. Однако в менее перспективных зонах, где нефтегазонакопление происходило не так интенсивно, многие ловушки оказываются пустыми, а продуктивны только те, которые находились на путях миграции УВ. С позиций ГГН такими путями являются, в первую очередь, глубинные разломы, по причине чего их картирование является важной задачей при поисках и разведке нефти и газа. Между глубинными разломами и разломами, сформированными при тектонических подвижках, есть определенная разница. Первые обычно приурочены к границам блоков разного породного состава, дайкам и трещинам, выполненным магматическими породами. Обычны случаи, когда «кинематические» разломы, образовавшиеся при складкообразовании и картируемые сейсморазведкой МОГТ, пространственно не совпадают с глубинными разломами, выделенными по материалам магнитометрических и гравиметрических съемок. Это относится и к рифтам, которые являются глубинными разломами и контролируют нефтегазоносность Западной Сибири, что признают сторонники ОМГН (включая А.Э. Конторовича [7]), ГГН (Н.А. Кудрявцев, А.И. Тимурзиев и др.) и полигенеза нефтей (В.П. Гаврилов и др.). Во многих случаях кинематически выраженные разломы контролируют структурно-тектонические залежи нефти и газа, поэтому картирование разломов

всех типов является весьма важной задачей при ГРР на нефть и газ.

Однако ограничивать каналы глубинной флюидомиграции только линейными разломами, по нашему мнению, неправомерно. Существуют зоны активной флюидомиграции, имеющие сложные очертания, выделяются участки рассеянной и концентрированной глубинной дегазации Земли. Однозначно флюидоактивными считаются рифты, имеющие значительную ширину. По сути, рифты представляют собой палеовулканы трещинного типа; кроме них, судя по кольцевым аномалиям потенциальных полей, широко распространены и вулканы центрального типа. Мы сознательно не употребляем термины «палеорифты» и «палеовулканы», поскольку современная (или недавняя, неоген-четвертичная) стадия развития этих структур – стадия «холодной» дегазации (газо-паро-водомиграции), является такой же конституционной их чертой, как и вулканическая стадия.

Интересный пример, ярко иллюстрирующий необходимость картирования глубинных разломов по материалам несейсмических методов, имеется по Восточной Сибири. Зона Ангарских складок в Красноярском крае являлась объектом геологоразведочных работ на нефть и газ еще с 70-х гг. прошлого века. Это валлообразная система поднятий, протягивающаяся в районе сочленения Байкитской антеклизы и Присаяно-Енисейской синеклизы. Здесь открыты Берямбинское газоконденсатное, Ильбокичское, Имбинское, Абаканское газовые месторождения (2004–2010 гг.). Месторождения связаны с линейными антиклинальными складками, имеющими блоковое строение. Осадочный чехол бурением полностью не пройден, в лучшем случае вскрыта кровля отложений рифея, кристаллический фундамент скважинами не вскрыт. Берямбинское газоконденсатное месторождение было открыто в 2004 г. первой же поисковой скважиной № 1бис. Оно приурочено к контрастной, осложненной разломами линейной антиклинальной складке (Ковинское поднятие). На месторождении продуктивны три доломитовых пласта нижнебельской подсвиты нижнего кембрия, разделенные пластами солей (рис. 9).

Это единственная продуктивная скважина на Ковинском поднятии. В четырех последующих скважинах, пробуренных на этом поднятии, притока пластовых флюидов не получено. Также непродуктивными оказались еще 6 поисково-оценочных скважин, пробуренных на антиклинальной складке, расположенной севернее Ковинского поднятия. Такая низкая эффективность геологоразведочных работ на Берямбинском месторождении объясняется его

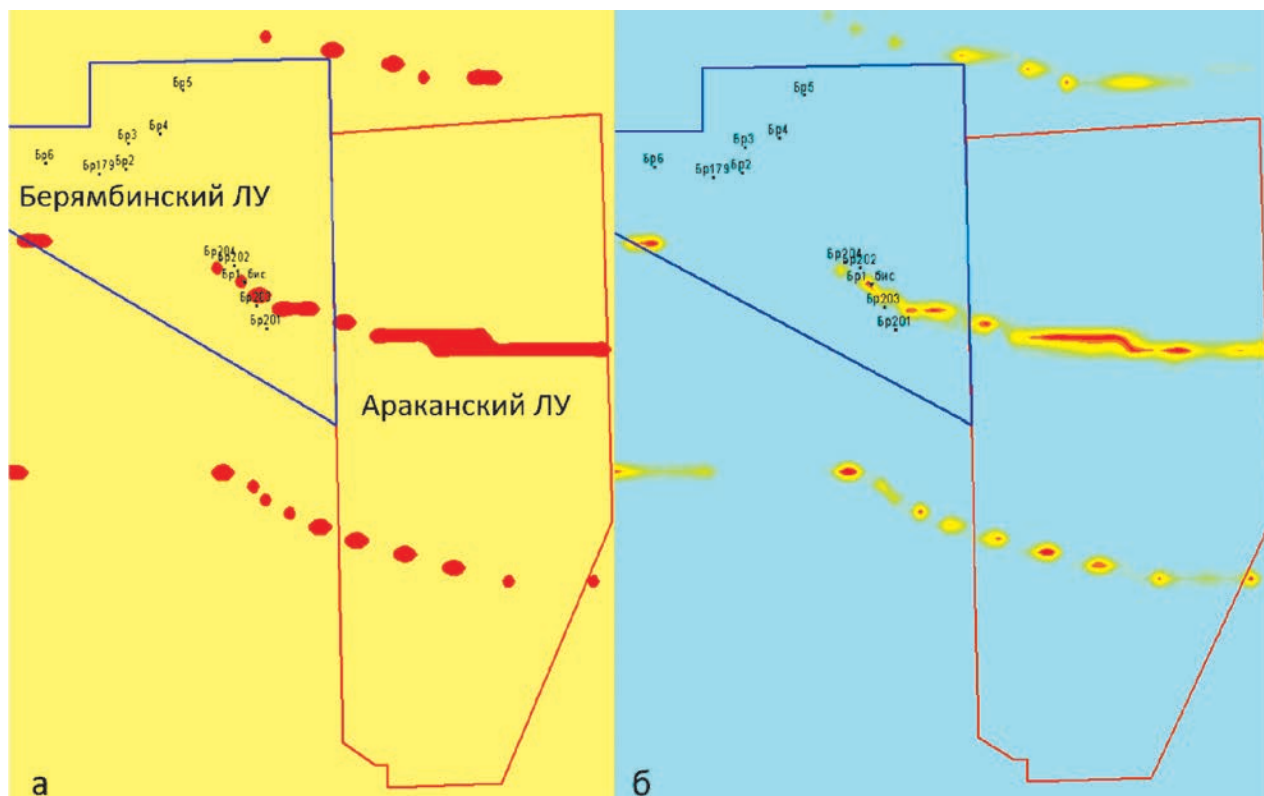


Рис. 10.

Вариант прогноза продуктивности Берямбинского и Араканского ЛУ по потенциальным полям (зональная изменчивость магнитного поля) с использованием ИС ПАНГЕЯ при условии, что продуктивна только скважина Бр1 (а); б – оценка достоверности прогноза (по Н.Н. Яицкому, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2011)

сложным, блоковым строением, резким изменением коллекторских свойств продуктивных отложений (Крючков и др. 2012). В свое время в ООО «ТюменНИИгипрогаз» был выполнен прогноз продуктивности Берямбинского и соседнего, Араканского лицензионных участков ПАО «Газпром» с использованием системы многомерной интерпретации геоданных «Пангея». Анализировалась связь газоносности со структурным планом и характеристиками гравитационного и аномального магнитного полей (по материалам региональных съемок масштабов 1:50000 – 1:200000). Было установлено, что при условии продуктивности на Берямбинском ЛУ только скв. № 1бис, наиболее тесно связан с газоносностью параметр «зональная изменчивость магнитного поля» (рис. 10).

Геологическая суть этого параметра – наличие интенсивных линейных аномалий магнитного поля, связанных с глубинным разломом. Наиболее эффектно подчеркивает положение этого разлома трансформация «трассирование осей магнитных аномалий», полученная в пакете «Коскад 3D» (рис. 11). Положительная (красная) ось магнитоактивного тела, предположительно связанная с базальтовой дайкой, выполняющей глубинный разлом, проходит непосредственно

через скв. № 1бис, а в восточном направлении – пересекает свод Араканского поднятия, который подчеркивается «крестом» расположения осей положительных магнитных аномалий.

Предполагаемый глубинный разлом можно рассматривать в качестве газопроводящего канала, обеспечивающего поступлением в осадочный чехол глубинного газа. Сочетание Араканского поднятия и «газопитающего» глубинного разлома, проходящего через его свод, дало основание рассчитывать на продуктивность этого поднятия. Однако приведенные построения не убедили руководство, и Араканский ЛУ без бурения был возвращен в нераспределенный фонд недр, как и Берямбинский ЛУ. По нашему мнению, перспективность Араканского ЛУ в отношении нефтегазоносности очевидна.

Приведенный пример свидетельствует и о необходимости интеграции разнородной геолого-геофизической информации для повышения достоверности моделей ловушек и залежей УВ. Картирование путей миграции УВ и отдельных «порций» мигрирующих парогазовых смесей является одной из основных задач флюидодинамической интерпретации данных сейсморазведки МОГТ, без которой полная гео-

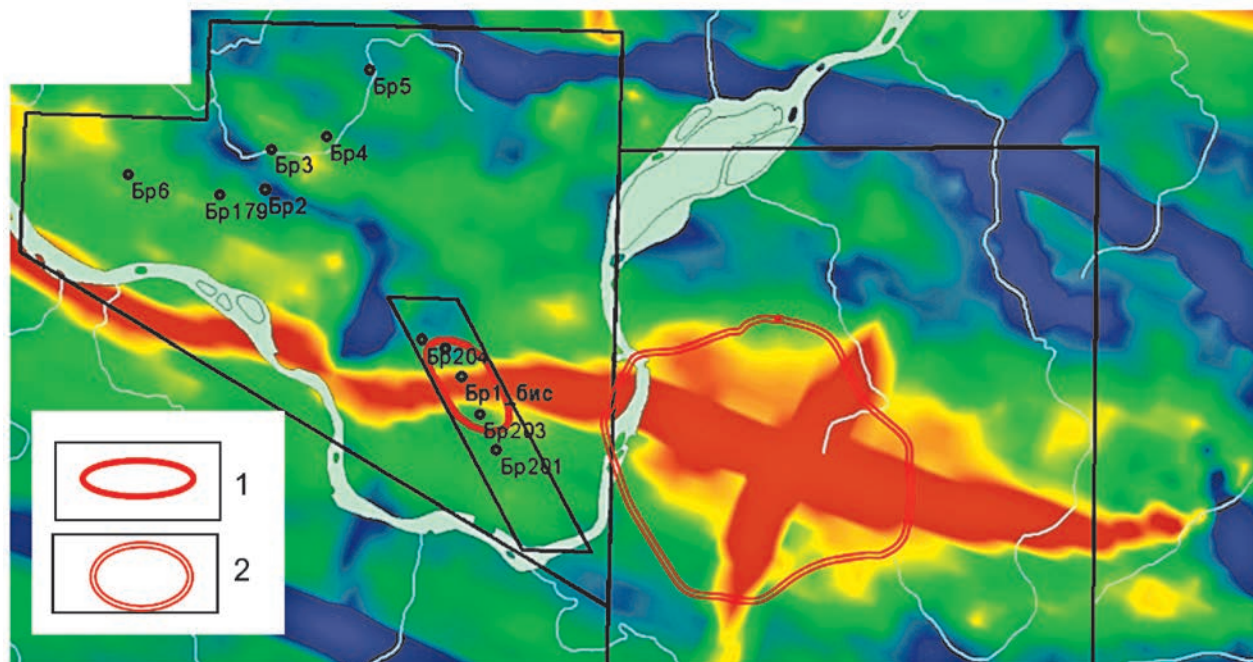


Рис. 11.

Беряμβинский и Араканский ЛУ. Трассирование осей магнитных аномалий (пакет «Коскад 3D») (по А.С. Смирнову, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2011): 1 – принятый контур газоносности Беряμβинского «месторождения»; 2 – сводовая часть Араканского поднятия по кровле тэттерской свиты венда

логическая интерпретация этих материалов невозможна [45].

Объектно-ориентированная геологоразведка

Во времена «Главтюменьгеологии» объемы глубокого бурения были гипертрофированы относительно количества перспективных объектов, кондиционно подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению, а результаты ГРП оценивались по погонным метрам бурения и количеству законченных скважин. Это были издержки социалистической экономики, но коэффициент успеха глубокого бурения, как и приросты запасов УВ сырья оставались высокими. В настоящее время объемы ГРП на нефть и газ минимальны, а открытия практически отсутствуют (в истекшем году в ЗСНГБ не было открыто месторождений нефти и газа). Становится очевидным, что необходимо повысить обоснованность заложения поисково-оценочных и разведочных скважин и их качество. Абсолютно прав В.А. Карпов, когда пишет, что «объектом поиска должна быть сама нефть... Для каждого предприятия, которое занимается подготовкой объектов под глубокое бурение, это должно быть главным геологическим заданием, а для каждой организации, принимающей к бурению объект, наличие аргументации по характеру насыщения объекта должно быть главным критерием его приемки» [51].

Еще печальней, когда пробуренная скважина вскрывает залежь, но продуктивные пласты либо остаются не испытанными, либо промышленный приток нефти, газа или газоконденсата из них получить не удастся. Такая ситуация для ЗСНГБ довольно типичная, и возврат на площади, ранее выведенные из бурения с отрицательным результатом, неоднократно приносил новые открытия. Однако тиражирования прежних ошибок допускать не стоит, поэтому мы предлагаем более тщательно анализировать качество пробуренных скважин и выделить новую категорию горных выработок для ГРП на нефть и газ – «малоинформативная» скважина.

«Малоинформативная» скважина – необходимая категория горных выработок при проведении ГРП на нефть и газ в сложных горно-геологических условиях

Как показано выше, низкая эффективность выполнявшихся и выполняющихся ГРП на нефть и газ в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири в значительной степени обусловлена низким качеством скважинных операций. Благодаря этому, скважины, в которых вскрыты продуктивные пласты, но не давшие промышленного притока УВ, оценивались и оцениваются как непродуктивные, хотя фактически они таковыми не являются. «Месторождение можно разведать только один раз, поэтому любая ошибка разведки неисправима» – счита-

ют Г.А. Габриэлянц и В.И. Пороскун ([52], с. 26). Однако с этим трудно согласиться. Ретроспективный анализ эффективности ГРП в Западной Сибири показал, что даже при высокой плотности ресурсов УВ каждый новый шаг в геолого-разведочном процессе приводил к серьезным проблемам в изучении продуктивных объектов и негативно сказывался на эффективности ГРП.

В 70-е годы – начале 80-х годов XX в. в большинстве глубоких скважин были получены лишь признаки УВ (незначительные притоки воды с пленками нефти и конденсата и растворенным газом), даже в шельфовых неокомских отложениях. Из-за недостаточно высокого качества ГРП сложилось представление о низком УВ потенциале более глубоких (относительно сеномана) горизонтов, поскольку залежи нефти и газоконденсата в неокоме «с первой попытки» были открыты только на Уренгойском и Ямбургском месторождениях. Позднее, при повторном описывании неокомских горизонтов залежи УВ были открыты на большинстве месторождений ЯНАО, зачастую со второй-третьей попытки. Рекордсменом является Медвежье месторождение, на южном куполе которого неокомские залежи были открыты в 2005 г. лишь с пятой попытки. Ачимовские отложения на Уренгойском НГКМ удалось опробовать только в пятой скважине, вскрывшей их.

Каждый последующий этап ГРП должен начинаться с оценки качества ранее выполненных работ, с критическим анализом всех выполненных видов исследований – сейсморазведочных, промыслово-геофизических и, особенно, скважинных операций. Должны определяться и кондиционность структурных построений по сейсморазведочным данным, и достоверность подготовки к бурению неантиклинальных и комбинированных ловушек УВ, полнота и информативность комплекса ГИС, обоснованность заключений о характере насыщения и т.п. Критическими моментами скважинных операций являются соответствие плотности бурового раствора пластовым давлениям, качество цементирования, испытаний, ГТИ, наличие и информативность кернового материала и др.

В условиях АВПД, где разрез газонасыщен, особо критическими являются переутяжеление бурового раствора, приводящее к кольматации порового пространства пород-коллекторов и отсутствие сцепления цементного камня с колонной и породой, практически неизбежное при резких изменениях значений K_a по разрезу. В скважинах, бурившихся по периферии ЗСНГБ в разные годы, спектр недостатков настолько широк, что кондиционными можно считать только единичные скважины, не говоря уж о том,

что бурение проводилось на ловушках, не подготовленных к бурению методами разведочной геофизики.

Анализ эффективности ГРП в ЗСНГБ за все время их проведения свидетельствует о том, что из-за их низкого качества (особенно на газоносных территориях) потери государства, которому принадлежат недра, составили десятки триллионов m^3 газа и миллиарды т нефти и конденсата недополученных запасов, или триллионы рублей в денежном исчислении. В настоящее время недропользователь, пробуравив на ЛУ то или иное количество непродуктивных скважин и списав отрицательные результаты «на геологию», возвращает этот участок в нераспределенный фонд недр, и других желающих продолжить на этом участке недр ГРП найти уже не удастся. Именно по этой причине, несмотря на открытие Падинского месторождения, Нерутинская впадина находится в нераспределенном фонде недр: ведь до открытия Падинского месторождения в ней было пробурено более двух десятков «непродуктивных» скважин (каждая из которых, тем не менее, вскрыла продуктивные пласты) [43].

Для повышения качества буровых работ и геологической информативности глубоких скважин, закладываемых для поисков и разведки нефти и газа в сложных горно-геологических условиях, предлагается введение в классификацию глубоких скважин категории «малоинформативных» скважин, которые вследствие низкого качества и недостаточной информативности не являются основанием ни для списания перспективных ресурсов, в случае отсутствия в этих скважинах притоков УВ, ни для постановки на Госбаланс запасов УВ сырья промышленных категорий, даже при получении в них притоков нефти, газа и конденсата (из-за возможных перетоков нефти и газа из уже открытых залежей). Государственная экспертиза качества скважин, выведенных из бурения с отрицательным результатом, должна проводиться даже более тщательно, чем экспертиза подсчета запасов УВ сырья промышленных категорий, поскольку эти скважины приносят из-за низкого качества и информативности существенный экономический ущерб государству, перечеркивая уникальную ресурсную УВ базу его недр. Поскольку недра страны принадлежат государству, экспертиза качества скважин должна проводиться государственными органами. Оценка информативности скважины должна выполняться как по полноте заранее оговоренного комплекса исследований, так и по их качеству.

В скважинах, планируемых к глубокому поисково-оценочному и разведочному бурению

в сложных горно-геологических условиях (в первую очередь, это зона АВПД), должен быть предусмотрен расширенный комплекс исследований, включающий отбор керн из всех потенциально продуктивных пластов (и его разностороннее изучение), детальная газометрия бурового раствора по всему стволу скважины, расширенный комплекс ГИС, позволяющий оценить характер насыщения пластов по всему разрезу, включая ВЧР (для выявления ГГ).

В XXI веке оценивать характер насыщения пластов органолептически (попросту говоря, «по запаху») нельзя, но это делается! Весь керн, отобранный и изолированный на скважине, должен быть подвергнут дегазации и газохимическому изучению (более тяжелые УВ должны быть изучены в хлороформенных и спиртобензольных вытяжках), а буровой раствор – подвергнут детальной газометрии с газохроматографическим изучением проб не менее чем через 5 м разреза. Эти исследования успешно апробированы на скважинах ООО «Газпром добыча «Надым» [53, 54 др.].

В настоящее время практически отсутствуют достоверные петрофизические связи между фильтрационно-емкостными свойствами и параметрами пород-коллекторов, фиксируемыми по данным ГИС для отложений ачимовской толщи и юры зоны АВПД. Восполнить этот пробел можно только с помощью отбора и изучения свойств связанной воды в нефте- и газонасыщенных породах-коллекторах.

Ранее такие исследования были выполнены для сеноманских газовых залежей и нефтенасыщенных пород неокома [55]. Были установлены серьезные различия в минерализации связанной воды нефте- и газонасыщенных пород-коллекторов, на основании чего появились сомнения в достоверности использованных методик получения связанной воды и изучения ее свойств. Нами установлено, что механизм формирования (путем глубинной флюидомиграции) связанной воды в газовых и газоконденсатных залежах существенно отличается от такового в нефтяных залежах [56]. Поэтому изучение связанной воды залежей зоны АВПД, свойства которой определяют достоверность петрофизических моделей, представляется нам очень важным.

Стандартные виды исследований (определение физических свойств, литолого-минералогического и геохимического состава пород, стратиграфическое изучение керн) выполняются в установленном порядке. Необходимо повышение технологической дисциплины при скважинных операциях с документальной фиксацией заливки в скважину технических жидкостей с указанием их состава и свойств. В сложных горно-геологических условиях необходимо

стремиться к вскрытию продуктивных пластов на равновесии, к тщательной изоляции зоны АВПД от вышележащих интервалов с гидростатическими давлениями. Особое внимание необходимо уделять качеству цементирования, шире использовать испытатели пластов на кабеле (аналоги приборов MDT). Необходимо использование современных технологий бурения, крепления и испытания глубоких скважин.

До спуска водоизолирующей колонны и проведения испытаний в ней мы должны убедиться в наличии продуктивных пластов в разрезе скважины и определить их свойства. Если таковых не установлено, скважина считается непродуктивной, но если рекомендуемые операции по повышению информативности скважины не выполнены, она считается малоинформативной (т.е. с неопределенной продуктивностью).

В случае установления продуктивности скважины в нее спускают водоизолирующую колонну, проводят цементаж (с оценкой качества сцепления цементного камня с колонной и породой), намечают интервалы испытаний. При получении притоков УВ проводят их интенсификацию, оценивают объем прироста запасов и т.д. В случае же неполучения промышленных притоков УВ проводят анализ причин этого, оценивают возможность их устранения. При отсутствии такой возможности скважину признают малоинформативной и консервируют, либо ликвидируют. **Малоинформативная скважина не является основанием для отрицательной оценки перспектив нефтегазоносности той территории, на которой она пробурена – в этом состоит главный смысл выделения категории «малоинформативных» скважин.**

Если рекомендуемые операции в глубокой скважине недропользователем не выполнены, но она испытана и дала промышленный приток УВ, оценивают качество испытания на предмет возможности получения этого притока из другого (относительно испытанного) продуктивного интервала, что также неоднократно имело место. В случае доказанной продуктивности скважины малоинформативной она не считается.

Если в советское время в геологоразведочных организациях существовала служба «Геологического контроля», то сейчас недропользователь несет минимальную ответственность за результаты ГРП – оценивается только экологический ущерб. Сейчас же низкая эффективность ГРП на нефть и газ в сложных горно-геологических условиях (АВПД) наносит серьезный экономический ущерб государству. Вспоминаются слова первого наркома тяжелого машиностроения СССР С.К. Орджоникидзе – «Геологи могут обогатить страну, но могут ее и разорить!». Ес-

ли предшествующими работами была открыта уникальная по масштабам нефтегазоносность ачимовских и юрских (в меньшей мере) отложений с АВПД в Уренгойско-Самбургской зоне ЯНАО, то современные ГРП на эти отложения уже перечеркнули ни одно такое уникальное месторождение.

Выводы

«Мы бедны знанием своих собственных богатств», – говорил академик И.М. Губкин. Он верил в их неисчислимость, но призывал «считать, экономить, беречь, хозяйствовать на своей земле с холодной головой математика и жарким сердцем патриота». Любому непредвзятому исследователю, знакомому с состоянием дел в современной нефтегазовой геологии, понятно, что ОМГН, «царившая» на протяжении многих десятилетий в нефтегазовой отрасли, продемонстрировала не только отсутствие прогностического потенциала, что было замечено уже довольно давно, но и неполное соответствие современному естествознанию. Открытие богатой подземной биосферы, создающей нефть и УВ соединения-биомаркеры свидетельствует о том, что эта гипотеза нуждается в существенной корректировке. Очевидна и недостаточность энергии процессов осадочного чехла для формирования залежей нефти и газа.

Современная сейсморазведка демонстрирует нам многочисленные ФДС, формирующие залежи газа и нефти. Соотнесение нафтидогенеза с большими глубинами (населенными микроорганизмами) и доминирование вертикальной миграции «прошедшей через жизнь» глубинной нефти (и газа) – хорошая основа для дуалистической, «полигенной» концепции нафтидогенеза. В других вариантах ОМГН, требующая участия «жизни» в нефтеобразовании, неприменима. Наличие глубинных парагазовых потоков, формирующих месторождения УВ, повышает необходимость картирования глубинных разломов, газовых труб и других флюидоактивных транспортных каналов. Глубинный источник УВ позволяет более обоснованно использовать для картирования ловушек и залежей УВ несейсмические методы разведочной геофизики, отражающие глубинное строение Земли – гравиразведку и магниторазведку.

Наличие глубинного источника УВ позволяет по-иному, нежели предлагает ОМГН, оценивать перспективы нефтегазоносности бассейнов, в частности, ЗСНГБ – главной энергетической базы страны. Это, в первую очередь, глубокие горизонты зоны АВПД в северных и арктических, наиболее погруженных частях бассейна. Здесь возможны и синклиналильные залежи и место-

рождения УВ, некоторые из которых уже открыты (Непонятое, Падинское), причем последнее – по проекту ГРП, подготовленному рядом авторов статьи. За это В.В. Огигбинин вместе с коллегами из производственных организаций ПАО «Газпром» получил почетный знак «Первооткрыватель месторождения».

Верхняя часть разреза над зоной АВПД представляется нам также перспективной в плане газоносности, как зона разгрузки глубинных газовых потоков. Уже открытая промышленная газоносность надсеноманских отложений на Медвежьем и Харампурском месторождениях позволяет положительно оценивать эти перспективы. Их большая часть может быть связана с ГГ. Учитывая практически полное отсутствие информации по проблеме ГГ и весьма высокие перспективы надсеноманских отложений, мы считаем целесообразным заложение ряда параметрических скважин для изучения газоносности надсеноманского мегакомплекса, включая ГГ.

Украинные части бассейна, где происходит выклинивание «нефтематеринской» баженовской свиты, с точки зрения ГГ вполне перспективны в нефтегазоносном отношении и содержат преимущественно газовые залежи по крайней периферии, сменяющиеся нефтегазовыми и нефтегазоконденсатными вглубь бассейна. Таким образом, ГГ позволяет принципиально иначе оценивать перспективы нефтегазоносности ЗСНГБ и других бассейнов по сравнению с ОМГН. Концепция «полигенеза» нефтей, по нашему мнению, позволит уменьшить степень антагонизма между сторонниками конкурирующих гипотез, но для этого нужна корректировка основных положений ОМГН нафтидогенеза, смещение зоны нефтегазоаккумуляции вглубь земной коры и признание вертикальной миграции УВ в качестве доминирующей при образовании залежей нефти и газа.

В качестве меры, препятствующей неоправданному снижению ресурсной базы изучаемых территорий нефтегазоносных бассейнов со сложными горно-геологическими условиями из-за низкого качества ГРП (в первую очередь, это зоны с высоким газонасыщением и АВПД) предлагается ввести категорию «малоинформативных» скважин. Для повышения эффективности ГРП в сложных условиях необходимо увеличивать информативность глубоких скважин за счет повышения качества работ и расширения видов исследований керна, пластовых флюидов и буровых растворов.

Мы выражаем уверенность в том, что открытое обсуждение проблемных вопросов нефтегазовой геологии даст возможность, в конечном итоге, повысить эффективность ГРП. **■**

Литература

1. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ: глубинная природа и ее прикладное значение М.: ТОРУС-ПРЕСС. 2012. 216 с.
2. Трофимук А.А. Слово об истории открытия, прошлом, настоящем и будущем главной нефтегазоносной базы России – Западно-Сибирской равнины / Западно-Сибирь – крупнейшая нефтегазоносная провинция мира. Этапы открытия и освоения. Материалы юбилейной научно-практической конференции, Тюмень, 17–18 сентября 1998 г. Тюмень: ТГУ. 2000. С. 98–117.
3. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Успехи теории органического происхождения нефти и газа / Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. 1980. С. 27–39.
4. Комгорт М.В. Открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (1920-1960-е гг.). Автореферат диссертации доктора исторических наук. Екатеринбург. 2020, 44 с.
5. Лисицина Е.Н., Бердникова Л.И. Первые сведения о нефти и газе на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Гуманитарные исследования в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Южно-Сахалинск: СахГУ. 2014. № 2. С. 5–11.
6. Корольков А.Т., Васенков Д.К. Предшественники и участники открытия Марковского месторождения нефти и газа / История геологии Восточной Сибири // Геология и окружающая среда. 2023. Т. 3. № 3. С. 87–94; <https://doi.org/10.26516/2541-9641.2023.3.87>.
7. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра. 1975. 680 с.
8. Соколов В.А. Вопросы образования нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа 1968 г. М.: Недра. 1972. С. 16–39.
9. Беленицкая Г.А. Последствия нефтяных катастроф глазами седиментолога // Природа. 2010. № 2. С. 25–34.
10. Беленицкая Г.А. Высокоуглеродистые комплексы как производные нефтяных палеоразгрузок и некоторые проблемы сланцевых углеводородов / Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС. 2013. С. 28–31.
11. Нестеров И.И. Генезис и формирование залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 2004. № 2. С. 38–47.
12. Академик Конторович: Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России. Доступно на: <https://scfh.ru/papers/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-i-novaya-paradigma-razvitiya/> (обращение 05.04.2024).
13. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. мл., Нечипорук Л.А. Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные объекты УВ-сырья Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2017. № 3. С. 54–63.
14. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 1–2. С. 56–88.
15. Резанов И.А. Биогенная нефть из неорганического углерода. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС. 2006. С. 103–111.
16. Археи. Доступно на: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/113673> (обращение 02.04.2024).
17. Вёзе Карл. Доступно на: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%91%D0%B7%D0%B5_%D0%9A%D0%B0%D1%80%D0%BB (обращение 05.04.2024).
18. Gold T. The Deep Hot Biosphere. The Myth of Fossil Fuels. Springer-Verlag New York, Inc. 1999. ISBN 978-0-387-95253-6 ISBN 978-1-4612-1400-7. DOI 10.1007 / 978-1-4612-1400-7.
19. Баженова О.К., Леин А.Ю., Арефьев О.А. Новые доказательства биогенной природы углеводородов в гидротермальных сульфидных рудах Рейнбоу (Срединно-Атлантический хребет) // Доклады РАН. 2001. Т. 378. № 3. С. 379–382.
20. Конторович А.Э., Бортникова С.Б., Карпов Г.А., Каширцев В.А., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Кальдера вулкана Узон (Камчатка) – уникальная природная лаборатория современного нефтяного генезиса // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 986–990.
21. Фурсенко Е.А., Каширцев В.А., Конторович А.Э., Фомин А.Н. Геохимия нефтяных источников и вопросы их генезиса (Узон, Йеллоустон, Новая Зеландия) // Геология и геофизика. 2014. Т. 55 (5–6). С. 918–930.
22. Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Гаянова А.А., Семенова Е.М., Кошелев В.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 2. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 6. С. 657–664.
23. Керимов В. Ю., Гордадзе Г.Н., Ермолкин В.И. Теория органического происхождения углеводородов – фундаментальный базис прогнозирования нефтегазоносности недр // Недропользование XXI век. 2017. № 6 (69). С. 118–127.
24. Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Гаянова А.А., Гордадзе Г.Н. и др. Роль бактерий и архей в образовании нефтяных углеводородов-биомаркеров // VII Кудрявцевские Чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа. Москва, ЦГЭ, 21–23 октября 2019.
25. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ. 2004. 415 с.
26. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра. 1987. 181 с.
27. Нестеров И.И., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. и др. Геолого-гидрохимические условия миграции углеводородов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Первичная и вторичная миграция нефти и газа. М.: ВНИГНИ. 1975. С. 41–54.
28. Линнецкий В.Ф. Современные представления о миграции нефти согласно гипотезе нефтематеринских пород / Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. Материалы Республиканского совещания, Львов, 14–17 декабря 1965 г. Киев: Наукова думка. 1967. С. 60–71.
29. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир. 1981. 499 с.
30. Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Веклич М.А. Роль различных факторов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4, С. 12–17.

31. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС. 1999. 76 с.
32. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А., Федьинский В.В. Динамика литосферных плит и происхождение нефти // Доклады АН СССР. 1974. Т. 214. № 6. С. 43–56.
33. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 12. С. 30–38.
34. Оборин А.А., Рубинштейн Л.М., Хмурчик В.Т. О концепции организованности подземной биосферы в земной коре платформенного типа // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС. 2006. С. 93–102.
35. Шнип О.А. Углеводороды газово-жидких включений в минералах гранитоидов фундамента нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. 1997. № 2. С. 41–44.
36. Чепиков К.Р., Медведева А.М., Климушина Л.П. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей // Породы-коллекторы и миграция нефти. М.: Наука. 1980. С. 84–94.
37. Карпов В.А. Некоторые замечания по проблемам нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 142–149.
38. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России. Доступно на: <https://scfh.ru/papers/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-i-novaya-paradigma-razvitiya/> (обращение 05.04.2024).
39. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
40. Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? // Геология нефти и газа. 2018. № 4с. С. 45–57.
41. Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. М.: Научный мир. 2003. 98 с.
42. Аникиев К.А. Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбуриваемых нефтегазоносных недр Земли / Дегазация Земли и геотектоника. М.: Наука. 1979. С. 205–217.
43. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики // Георесурсы. 2023. № 25(3). С. 13–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3>
44. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам). Булатовские чтения. Материалы I Международной научно-практической конференции. Краснодар: Юг. 2017. Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. С. 11–13.
45. Нежданов А.А., Смирнов А.С. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. Тюмень: ТИУ. 2021. 286 с.
46. Загоровский Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири. Автореферат дис. канд. геол.-мин. наук. Тюмень: ТИУ. 2017. 20 с.
47. Нерсесов С.В., Нежданов А.А., Огибенин В.В. Перспективы разработки содержащих газогидраты пластов Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) // Газовая промышленность. 2019. № 8 (788). С. 50–57.
48. Скоробогатов В.А. Распространение, генезис, ресурсы и перспективы освоения «надсеноманского» газа Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири // Вести газовой науки. 2018. № 3 (35). С. 132–143
49. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П. и др. Региональные тектонические перестройки и газосодержательность Западной Сибири // Геотектоника. 1983. № 5. С. 67–73.
50. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А. и др. Направления и методология изучения «остаточного» нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2023. № 4. С. 104–119.
51. Карпов В.А. Об объекте нефтегазопромысловых работ // Геология и недропользование. 2024. № 2. С. 152–157.
52. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И. История научных основ поисков нефти // Известия НАН РА. Науки о Земле. 2017. № 70(3). С. 21–30.
53. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Клокова В.П. Комплексирование геофизических и геохимических методов при выделении интервалов испытания поисково-разведочных скважин севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 8. С. 47–52.
54. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Нерсесов С.В., Мясников И.Ф., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б. Комплексные геохимические исследования на некоторых объектах Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 43–54.
55. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов. Ленинград: Недра. 1991. 264 с.
56. Нежданов А.А. Глубинная модель нафтидогенеза (на примере Западной Сибири) / Новые идеи в геологии нефти и газа. М.: Перо. 2019. С. 340–344.

UDC 552.578.2.061.36

A.A. Nezhdanov, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Geology Advisor, ZapSibNIIGG¹, nezhdanovaa@zsniiigg.ru
V.V. Ogibenin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Scientific Director for Geological Exploration, ZapSibNIIGG¹, ogibeninvv@zsniiigg.ru

A.V. Trigub, Head of the Department of Strategic Planning of Geological Exploration Works, ZapSibNIIGG¹, trigubav@zsniiigg.ru

A.S. Smirnov, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), assistant professor of Department of Applied Geophysics, Tyumen Industrial University², dasertx@mail.ru

¹Russia, 625000, Tyumen, st. Republic, 48/4A.

²Russia, 625000, Tyumen, st. Volodarsky, 38.

Current Problems of Geological Exploration for Oil and Gas in the Light of a Change in the Paradigm of Naphthiogenesis and Work Practice

Abstract. The current and controversial problems of oil and gas geology are considered – from the origin of oil and gas to improving the efficiency of geological exploration for oil and gas. The authors believe that the sedimentary migration theory of naphthiogenesis has no predictive potential and contradicts the laws of nature. The main argument in its favor – the presence of biogenic hydrocarbons in oils – “biomarkers” – is refuted by the connection of these biomarkers with the activity of microorganisms inhabiting the Earth’s crust. The authors are convinced of the deep origin of oil and gas and consider the prospects for the oil and gas potential of Western Siberia from these positions. The zone of abnormally high reservoir pressures, the upper part of the sedimentary cover section above this zone, as well as the marginal zones of the basin are promising. Given the large number of wells that open productive formations, but are poorly tested and therefore considered unproductive, it is proposed to introduce a category of “uninformative” wells. They are not an argument for considering the territories in which they are drilled to be unpromising.

Keywords: naphthiogenesis; sedimentation–migration hypothesis; deep hypothesis; oil and gas potential; biomarker compounds; migration of hydrocarbons; Western Siberia; abnormally high reservoir pressure; low–information well

References

1. Seiful’-Muliukov R.B. *Neft’ i gaz: glubinnaia priroda i ee prikladnoe znachenie* [Oil and gas: deep nature and its applied significance]. Moscow, TORUS-PRESS Publ., 2012, 216 p.
2. Trofimuk A.A. *Slovo ob istorii otkrytiia, proshlom, nastoiashchem i budushchem glavnoi neftegazonosnoi bazy Rossii – Zapadno-Sibirskoi ravniny* [A word about the history of the discovery, past, present and future of the main oil and gas base of Russia- the West Siberian Plain]. *Zapadnaia Sibir’ – krupneishaia neftegazonosnaia provintsii mira. Etapy otkrytiia i osvoeniia* [Western Siberia is the largest oil and gas province in the world. Stages of discovery and development]. Proceedings of the anniversary scientific and practical conference, Tyumen, September 17–18, 1998. Tyumen, TGU Publ., 2000, pp. 98–117.
3. Vyshemirskii V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. *Uspekhi teorii organicheskogo proiskhozhdeniia nefti i gaza* [Advances in the theory of organic origin of oil and gas]. *Nauchnoe nasledie akademika I.M. Gubkina v neftianoi geologii Sibiri* [Scientific heritage of academician I.M. Gubkin in the petroleum geology of Siberia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1980, pp. 27–39.
4. Komgort M.V. *Otkrytie Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii (1920-1960-e gg.)* [Discovery of the West Siberian oil and gas province (1920-1960s)]. Abstract of the dissertation of Doctor of Historical Sciences. Ekaterinburg, 2020, 44 p.
5. Lisitsina E.N., Berdnikova L.I. *Pervye svedeniia o nefti i gaze na territorii Vostochnoi Sibiri i Dal’nego Vostoka. Gumanitarnye issledovaniia v Vostochnoi Sibiri i na Dal’nem Vostoke* [The first information about oil and gas in Eastern Siberia and the Far East. Humanitarian research in Eastern Siberia and the Far East.]. Yuzhno-Sakhalinsk, SakhGU Publ., 2014, no. 2, pp. 5–11.
6. Koro’kov A.T., Vasenkov D.K. *Predshestvenniki i uchastniki otkrytiia Markovskogo mestorozhdeniia nefti i gaza* [Predecessors and participants in the discovery of the Markov oil and gas field]. *Istoriia geologii Vostochnoi Sibiri* [History of the geology of Eastern Siberia]. *Geologiya i okruzhaiushchaia sreda* [Geology and the Environment]. 2023, vol. 3, no. 3, pp. 87–94; <https://doi.org/10.26516/2541-9641.2023.3.87>.
7. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. i dr. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoi Sibiri* [Geology of oil and gas of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975, 680 p.
8. Sokolov V.A. *Voprosy obrazovaniia nefti i gaza* [Issues of oil and gas formation]. *Proiskhozhdenie nefti i gaza i formirovanie ikh mestorozhdenii* [Origin of oil and gas and formation of their fields]. Materials of the All-Union Conference on the Genesis of Oil and Gas in 1968. Moscow, Nedra Publ., 1972, pp. 16–39.
9. Belenitskaia G.A. *Posledstviia neftianykh katastrof glazami sedimentologa* [Consequences of oil disasters through the eyes of a sedimentologist]. *Priroda* [Nature], 2010, no. 2, pp. 25–34.
10. Belenitskaia G.A. *Vysokouglerodisty kompleksy kak proizvodnye naftidnykh paleorazgruzok i nekotorye problemy slantsevyykh uglevodorodov* [High-carbon complexes as derivatives of naphthide paleodischarges and some problems of shale hydrocarbons]. *Netraditsionnye resursy uglevodorodov: rasprostranenie, genesis, prognozy, perspektivy razvitiia* [Unconventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, forecasts, development prospects]. Materials of the All-Russian conference with international participation November 12–14, 2013. Moscow, GEOS Publ., 2013, pp. 28–31.
11. Nesterov I.I. *Genesis i formirovanie zalezhei uglevodorodov* [Genesis and formation of hydrocarbon deposits]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2004, no. 2, pp. 38–47.

12. Academician Kontorovich: *Global'nye problemy nefti i gaza i novaia paradigma razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii* [Academician Kontorovich: Global problems of oil and gas and a new paradigm for the development of the Russian oil and gas complex]. Available at: <https://scfh.ru/papers/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-i-novaya-paradigma-razvitiya/> (accessed 5 April 2024).
13. Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. ml., Nechiporuk L.A. *Trudnoizvlekaemye zapasy i netraditsionnye ob'ekty UV-syr'ia Zapadnoi Sibiri* [Hard-to-recover reserves and unconventional objects of hydrocarbon raw materials in Western Siberia]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 3, pp. 54–63.
14. Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M. i dr. *Geologicheskie, gidrogeokhimicheskie i mikrobiologicheskie osobennosti neftianoj ploshchadki kal'dery Uzon (Kamchatka)* [Geological, hydrogeochemical and microbiological features of the oil site of the Uzon caldera (Kamchatka)]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2015, vol. 56, no. 1–2, pp. 56–88.
15. Rezanov I.A. *Biogennaia neft' iz neorganicheskogo ugleroda. Genезis uglevodorodnykh fluidov i mestorozhdenii* [Biogenic oil from inorganic carbon. Genesis of hydrocarbon fluids and deposits]. Moscow, GEOS Publ., 2006. pp. 103–111.
16. *Arkhei* [Archaea]. Available at: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/113673> (accessed 2 April 2024).
17. *Veze Karl* [Woese Karl]. Available at: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%91%D0%B7%D0%B5,%D0%9A%D0%B0%D1%80%D0%BB> (accessed 5 April 2024).
18. Gold T. *The Deep Hot Biosphere. The Myth of Fossil Fuels*. Springer-Verlag New York, Inc. 1999. ISBN 978-0-387-95253-6 ISBN 978-1-4612-1400-7. DOI 10.1007 / 978-1-4612-1400-7.
19. Bazhenova O.K., Lein A.Iu., Aref'ev O.A. *Novye dokazatel'stva biogennoi prirody uglevodorodov v gidrotermal'nykh sul'fidnykh rudakh Reinbou (Sredinno-Atlanticheskii khrebet)* [New evidence of the biogenic nature of hydrocarbons in hydrothermal sulfide ores of Rainbow (Mid-Atlantic Ridge)]. *Doklady RAN* [Reports of the Russian Academy of Sciences], 2001, vol. 378, no. 3, pp. 379–382.
20. Kontorovich A.E., Bortnikova S.B., Karpov G.A., Kashirtsev V.A., Kostyreva E.A., Fomin A.N. *Kal'dera vulkana Uzon (Kamchatka) – unikal'naia prirodnaia laboratoriiia sovremennogo naftidogeneza* [The caldera of the Uzon volcano (Kamchatka) is a unique natural laboratory of modern naphthiogenesis]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2011, vol. 52, no. 8, pp. 986–990.
21. Fursenko E.A., Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Fomin A.N. *Geokhimiia naftidov iz lokalizovannykh na sushe gidrotermal'nykh istochnikov i voprosy ikh genezisa (Uzon, Iellouston, Novaia Zelandiia)* [Geochemistry of naphthides from hydrothermal sources localized on land and questions of their genesis (Uzon, Yellowstone, New Zealand)]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2014, vol. 55 (5–6), pp. 918–930.
22. Gordadze G.N., Poshibaeva A.R., Giruts M.V., Gaianova A.A., Semenova E.M., Koshelev V.N. *Obrazovanie uglevodorodov nefti iz biomassy prokariot. Soobshchenie 2. Obrazovanie neftianyykh uglevodorodov-biomarkerov iz biomassy bakterii Geobacillus jurassicus, vydelennykh iz nefti* [Formation of petroleum hydrocarbons from prokaryotic biomass. Message 2. Formation of petroleum hydrocarbons-biomarkers from the biomass of bacteria Geobacillus jurassicus isolated from oil]. *Neftekhimiia* [Petrochemistry], 2018, vol. 58, no. 6, pp. 657–664.
23. Kerimov V. Iu., Gordadze G.N., Ermolkin V.I. *Teoriia organicheskogo proiskhozhdeniia uglevodorodov – funamental'nyi bazis prognozirovaniia neftegazonosnosti nedr* [The theory of organic origin of hydrocarbons is a fundamental basis for forecasting the oil and gas content of subsoil]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 6 (69), pp. 118–127.
24. Poshibaeva A.R., Giruts M.V., Gaianova A.A., Gordadze G.N. i dr. *Rol' bakterii i arkhei v obrazovanii neftianyykh uglevodorodov-biomarkerov* [The role of bacteria and archaea in the formation of petroleum hydrocarbons-biomarkers]. VII Kudryavtsev Readings. All-Russian Conference on the Deep Genesis of Oil and Gas. Moscow, CGE, October 21–23, 2019.
25. Bazhenova O.K., Burlin Iu.K., Sokolov B.A. *Geologiya i geokhimiia nefti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, MGU publ., 2004, 415 p.
26. Goncharov I.V. *Geokhimiia neftei Zapadnoi Sibiri* [Geochemistry of Western Siberian oils]. Moscow, Nedra Publ., 1987, 181 p.
27. Nesterov I.I., Ryl'kov A.V., Ushatinskii I.N. i dr. *Geologo-gidrokhimicheskie usloviia migratsii uglevodorodov v mezozoiskikh otlozheniiakh Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [Geological and hydrochemical conditions for the migration of hydrocarbons in Mesozoic deposits of the West Siberian oil and gas province]. *Pervichnaia i vtorichnaia migratsiia nefti i gaza* [Primary and secondary migration of oil and gas]. Moscow, VNIGNI Publ., 1975, pp. 41–54.
28. Linnetskiĭ V.F. *Sovremennye predstavleniia o migratsii nefti soglasno gipoteze neftematerinskikh porod* [Modern ideas about oil migration according to the hypothesis of oil source rocks]. *Usloviia formirovaniia i zakonomernosti razmeshcheniia neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii na Ukraine* [Conditions for the formation and patterns of location of oil and gas fields in Ukraine]. Materials of the Republican Conference, Lvov, December 14–17, 1965. Kyiv, Naukova dumka Publ., 1967, pp. 60–71.
29. Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i rasprostranenie nefti* [Formation and distribution of oil]. Moscow, Mir Publ., 1981, 499 p.
30. Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. *Rol' razlichnykh faktorov migratsii uglevodorodov v formirovanii zalezhei nefti i gaza v Zapadnoi Sibiri (na osnove geokhimicheskikh dannykh)* [The role of various factors of hydrocarbon migration in the formation of oil and gas deposits in Western Siberia (based on geochemical data)]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 4. pp. 12–17.
31. Sokolov B.A., Abliia E.A. *Fluidodinamicheskaiia model' neftegazoobrazovaniia* [Fluid dynamic model of oil and gas formation]. Moscow, GEOS Publ., 1999, 76 p.
32. Sorokhtin O.G., Ushakov S.A., Fedynskii V.V. *Dinamika litosfernykh plit i proiskhozhdenie nefti* [Dynamics of lithospheric plates and the origin of oil]. *Doklady AN SSSR* [Reports of the USSR Academy of Sciences], 1974, vol. 214, no. 6, pp. 43–56.
33. Timurziev A.I. *Sovremennoe sostoianie gipotezy osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniia nefti (voprosy migratsii UV)* [Current state of the hypothesis of sedimentary-migration origin of oil (issues of hydrocarbon migration)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2009, no. 12, pp. 30–38.
34. Oborin A.A., Rubinshtein L.M., Khmurchik V.T. *O kontseptsii organizovannosti podzemnoi biosfery v zemnoi kore platformennogo tipa* [On the concept of organization of the underground biosphere in the earth's crust of a platform type]. *Genезis uglevodorodnykh fluidov i mestorozhdenii* [Genesis of hydrocarbon fluids and deposits]. Moscow, GEOS Publ., 2006, pp. 93–102.

35. Shnip O.A. *Uglevodorody gazovo-zhidkikh vklucheniiv mineralakh granitoidov fundamenta neftegazonosnykh oblastei* [Hydrocarbons of gas-liquid inclusions in granitoid minerals of the basement of oil and gas bearing areas]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 1997, no. 2, pp. 41–44.
36. Chepikov K.R., Medvedeva A.M., Klimushina L.P. *K voprosu o samostoiatel'nosti paleozoiskogo kompleksa Zapadnoi Sibiri po dannym palinologicheskogo analiza neftei* [On the question of the independence of the Paleozoic complex of Western Siberia according to palynological analysis of oils]. *Porody-kollektory i migratsiia nefiti* [Reservoir rocks and oil migration]. Moscow, Nauka Publ., 1980, pp. 84–94.
37. Karpov V.A. *Nekotorye zamechaniia po problemam neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia* [Some comments on the problems of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4, pp. 142–149.
38. *Academician Kontorovich: Global'nye problemy nefiti i gaza i novaia paradigma razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii* [Kontorovich A.E. Global problems of oil and gas and a new paradigm for the development of the Russian oil and gas complex]. Available at: <https://scfh.ru/papers/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-i-novaya-paradigma-razvitiia/> (accessed 5 April 2024).
39. Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. *Gidrogeologiya neftegazonosnykh basseinov* [Hydrogeology of oil and gas basins]. Moscow, Nedra Publ., 1986, 224 p.
40. Poliakov E.E., Rybal'chenko V.V., Ryzhov A.E., Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ia. *Gde iskat' novye krupneishie, gigantskie i unikal'nye gazosoderzhashchie mestorozhdeniia v Severnoi Evrazii?* [Where to look for new largest, gigantic and unique gas fields in Northern Eurasia?]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 2018, no. 4s, pp. 45–57.
41. Diunin V.I., Korzun A.V. *Dvizhenie fliuidov: proiskhozhdenie nefiti i formirovanie mestorozhdenii uglevodorodov* [Fluid movement: origin of oil and formation of hydrocarbon deposits]. Moscow, Nauchnyi mir Publ., 2003, 98 p.
42. Anikiev K.A. *Geodinamicheskaiia teoriia sverkhvysokoi plastovoi energii razburivaemykh neftegazonosnykh nedr Zemli* [Geodynamic theory of ultra-high reservoir energy of the drilled oil and gas subsoil of the Earth]. *Degazatsiia Zemli i geotektonika* [Earth degassing and geotectonics]. Moscow, Nauka Publ., 1979, pp. 205–217.
43. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V. *Perspektivy neftegazonosnosti zony anomal'no vysokikh plastovykh davlenii v lamalo-Nenetskom avtonomnom okruge s uchetom glubinnoi fliuidodinamikim* [Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, taking into account deep fluid dynamics]. *Georesursy* [Georesursy], 2023, no. 25(3), pp. 13–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3>.
44. Bulatov A.I. *Kontseptsiiia kachestva proburenykh nefitnykh i gazovykh skvazhin (obrashchenie A.I. Bulatova k potomkam)* [The concept of the quality of drilled oil and gas wells (A.I. Bulatov's address to descendants)]. Bulatov readings. Materials of the I International Scientific and Practical Conference. Krasnodar, Iug Publ., 2017, vol. 1: *Prognaz, poisk i razvedka mestorozhdenii nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaia geologiya. Razvedochnaia i promyslovaia geofizika* [Forecast, search and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and production geophysics]. S. 11–13.
45. Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. *Fliuidodinamicheskaiia interpretatsiia seismorazvedochnykh dannykh* [Fluid dynamic interpretation of seismic data]. Tyumen, TIU Publ., 2021, 286 p.
46. Zagorovskii Iu.A. *Rol' fliuidodinamicheskikh protsessov v obrazovanii i razmeshchenii zalezhei uglevodorodov na severe Zapadnoi Sibiri* [The role of fluid dynamic processes in the formation and placement of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia]. Abstract of the dissertation of a candidate of geological and mineralogical sciences. Tyumen, TIU Publ., 2017, 20 p.
47. Nersesov S.V., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V. *Perspektivy razrabotki sodержashchikh gazogidraty plastov Medvezhego mestorozhdeniia (Zapadnaia Sibir')* [Prospects for the development of gas hydrate-containing formations of the Medvezhye field (Western Siberia)]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2019, no. 8 (788), pp. 50–57.
48. Skorobogatov V.A. *Rasprostranenie, genesis, resursy i perspektivy osvoeniia «nadsenomanskogo» gaza Nadym-Pur-Tazovskogo regiona Zapadnoi Sibiri* [Distribution, genesis, resources and prospects for the development of “supra-Cenomanian” gas in the Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia]. *Vesti gazovoi nauki* [Vesti gazovoy nauki], 2018, no. 3 (35), pp. 132–143.
49. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Diadiuk N.P. i dr. *Regional'nye tektonicheskie perestroiki i gazonosnost' Zapadnoi Sibiri* [Regional tectonic rearrangements and gas content of Western Siberia]. *Geotektonika* [Geotectonics], 1983, no. 5, pp. 67–73.
50. Morozov V.Iu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A. i dr. *Napravleniia i metodologiia izucheniia «ostatochnogo» neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri* [Directions and methodology for studying the “residual” oil and gas potential of Western Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2023, no. 4, pp. 104–119.
51. Karpov V.A. *Ob ob'ekte neftegazoposkovykh rabot* [About the object of oil and gas exploration]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsoil use], 2024, no. 2, pp. 152–157.
52. Gabrieliants G.A., Poroskun V.I. *Istoriia nauchnykh osnov poiskov nefiti* [History of the scientific foundations of oil exploration]. *Izvestiia NAN RA. Nauki o Zemle* [News of the NAS RA. Geosciences], 2017, no. 70(3), pp. 21–30.
53. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Variagov S.A., Bondarev V.L., Mirotvorskii M.Iu., Klokova V.P. *Kompleksirovanie geofizicheskikh i geokhimicheskikh metodov pri vydelenii intervalov ispytaniia poiskovo-razvedochnykh skvazhin severa Zapadnoi Sibiri* [Integration of geophysical and geochemical methods in identifying testing intervals for prospecting and exploration wells in the north of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2011, no. 8, pp. 47–52.
54. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Variagov S.A., Nersesov S.V., Miasnikov I.F., Mirotvorskii M.Iu., Zvereva V.B. *Kompleksnyie geokhimicheskie issledovaniia na nekotorykh ob'ektakh Zapadnoi Sibiri* [Complex geochemical studies on some objects of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2016, no. 7, pp. 43–54.
55. Khafizov F.Z. *Povyshenie effektivnosti razvedki zalezhei krupnykh neftegazonosnykh kompleksov* [Increasing the efficiency of exploration of deposits of large oil and gas complexes]. Leningrad, Nedra Publ., 1991, 264 p.
56. Nezhdanov A.A. *Glubinnaia model' naftidogeneza (na primere Zapadnoi Sibiri)* [Deep model of naphthiogenesis (using the example of Western Siberia)]. *Novye idei v geologii nefiti i gaza* [New ideas in the geology of oil and gas]. Moscow, Pero Publ., 2019, pp. 340–344.



Т.А. Киреева
канд. геол.-мин. наук
МГУ им. М.В. Ломоносова¹
геологический факультет
доцент кафедры гидрогеологии
ta_kireeva@mail.ru

A large offshore oil rig is illuminated at sunset, with the sky showing vibrant orange and pink hues. The rig's complex steel structure is silhouetted against the bright sky. In the background, other smaller rigs are visible on the horizon.

Геологическое строение и история месторождения Белый Тигр (Вьетнам), как пример «нетрадиционного» открытия

¹Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, 1

История открытия месторождения Белый Тигр, показывает, что абсолютное следование постулатам осадочно-миграционной теории иногда может принести существенный вред. На примере месторождения Белый Тигр, основные запасы нефти которого были сосредоточены в гранитоидных породах фундамента, рассматривается возможность формирования коллектора (морфология которого напоминает рудное тело «жилу») в результате разломной тектоники, сопровождающейся гидротермальной деятельностью. Приводятся доказательства заполнения коллектора в результате вертикальной миграции нефти в составе глубинного флюида, в то время как латеральная миграция из прислоненных блоков осадочных пород невозможна вследствие практически полной непроницаемости гранитоидной матрицы (менее 0,1 мД). Гидрохимическим признаком нефтеносности глубоких зон осадочного чехла и пород фундамента предлагается считать инверсионный тип гидрохимической зональности подземных вод

Ключевые слова: нефтеносность гранитов; гидротермы; инверсионные воды

Углубление промышленного бурения ставит новые задачи поисково-разведочных работ. Сложность прогноза залежей на глубинах более 4–5 км заключается в том, что в катагенно- и метаморфогенно преобразованных породах практически отсутствуют поровые коллекторы и, соответственно, отсутствуют условия для латеральной миграции углеводородов. Невозможность формирования значительных латеральных потоков УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла, т.е. в зоне весьма затрудненного водообмена, неоднократно обосновывалась ранее, исходя из представлений о фильтрационной неоднородности среды и закономерностях распределения величин пластовых давлений [4]. В соответствии с этим можно считать, что в осадочных породах на больших глубинах модели бассейновой миграции при прогнозах формирования залежей УВ являются необоснованными. Тем более это относится к проблеме поиска залежей в фундаменте.

Сложность проблемы прогноза нефтеносности глубокозалегающих, трещинных коллекторов приводит к большому числу малодебитных и «сухих» скважин, получаемых при разработке залежей в нижних частях осадочного разреза и в породах фундамента. Как отмечается в работе [16], достигнутая к настоящему времени успешность поисково-разведочных работ для большинства нефтегазоносных бассейнов мира не превышает 0,3, а при поисках нефти в фундаменте – существенно ниже.

В статье В.А. Карпова [10], в которой обращается внимание на некоторую «ущербность» современных поисковых работ на УВ, среди прочих положений, цитируется общепринятое мнение, что «все известные месторождения УВ были открыты согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти». Хочется привести пример месторождения Белый Тигр, которое было открыто вопреки этой теории.

История открытия месторождения Белый Тигр

Месторождение Белый Тигр, которое расположено на шельфе южного Вьетнама, является главным открытием СП «Вьетсовпетро». Это крупное по запасам (600 млн т) и уникальное по геологическому строению и нефтегазоносности месторождение нефти. Месторождение уникально тем, что оно расположено в гранитоидном массиве фундамента и характеризуется большим объемом нефтенасыщенных гранитоидов (88,2 млрд м³), а высота залежи фундамента около 1600 м. Продуктивны также отложения низов осадочного чехла (отложения нижнего

и верхнего олигоцена), но в значительно меньшей степени – начальные запасы оценивались в 150 млн т.

Начиная с начала 1970-х гг., крупнейшие нефтяные компании мира проводили разведку на шельфе Южного Вьетнама. Это фирмы *Pecten* и *Mobil* (США), *Geco* (Норвегия), *Deminex* (ФРГ) и *Agip* (Италия). Все они разбуривали осадочный чехол и даже открыли несколько небольших месторождений в песчаниках миоцена и олигоцена. Ограничение проходки по фундаменту мотивировалось общепринятой осадочно-миграционной концепцией. Именно исходя из этой концепции фирма «Деминекс» в 1979 г. оставила бурение в породах фундамента, вскрыв его всего на несколько метров, а через 10 лет в 15 км от этой скважины из трещиноватых гранитов фундамента был получен фонтан нефти дебитом более 1000 т/сут.

Месторождение Белый Тигр было открыто в 1975 г, когда фирмой *Mobil* из песчаников нижнего миоцена была получена первая нефть. Первоначально на месторождении добывали небольшое количество нефти из песчаников осадочного чехла, и результаты разведочных работ не обещали существенного прибавления запасов в осадочных породах.

«Большая нефть» на месторождении Белый Тигр была открыта в 1986 г. СП «Вьетсовпетро». Сначала были выявлены первые признаки нефтегазоносности фундамента по керну и газовому каротажу, и при бурении первых 2 скважин отмечалось интенсивное поглощение бурового раствора, а затем из гранитов фундамента был получен фонтанный приток нефти дебитом 477 м³/сут [18]. Таким образом, достаточно смелое решение о бурении гранитоидного фундамента вполне себя оправдало.

Несмотря на наличие в мире нескольких сотен месторождений, приуроченных к магматогенным и метаморфическим породам фундамента, месторождение Белый Тигр остается уникальным как по запасам, так и по уровням добычи. За первые 13 лет разведки и разработки залежи в фундаменте было добыто около 100 млн т нефти, а дебиты первых скважин, пробуренных на фундамент, достигали более 2 тыс. т/сут (с глубины 3150 м был получен рекордный фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут). За время разработки месторождения скважины, пробуренные на фундамент, дали более 90% общей добычи.

Геологическое строение месторождения Белый Тигр

К настоящему времени геологическое строение месторождения Белый Тигр достаточно хорошо

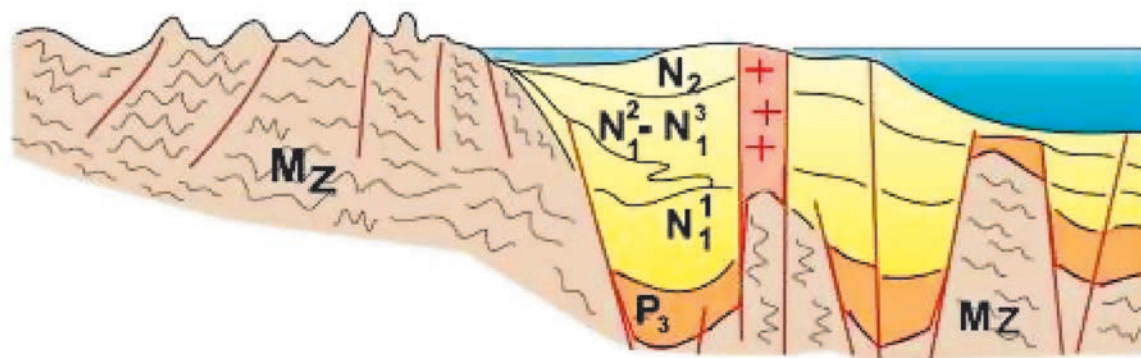


Рис. 1. Геологический профиль шельфа Вьетнама, иллюстрирующий гранитоидные выступы фундамента [1]

изучено и отражено в многочисленных публикациях, наиболее полной из которых является работа [5], тем не менее, следует напомнить некоторые основные положения.

Фундамент Белого Тигра представляет собой крупное горст-антиклинальное поднятие сложного строения размером 22×9 км, которое является одним из элементов общего строения шельфа Южного Вьетнама (рис. 1). Структура Белый Тигр состоит из трех сводов – Южного, Центрального и Северного (рис. 2), которые разбиты серией разломов, в основном продольными конседиментационными сбросами северо-восточного простирания и подчиненными субширотными разломами. Амплитуда их по поверхности фундамента достигает 1500–1600 м.

В настоящее время установлено, что коллектор фундамента месторождения сформирован трещиноватыми и гидротермально измененными гранитами, тип коллектора является трещиновато-кавернозным – полости представлены макро- и микротрещинами и изометрическими кавернами выщелачивания. Общая пустотность, определенная по керну, в ряде случаев может достигать 20–35%, а проницаемость фильтру-

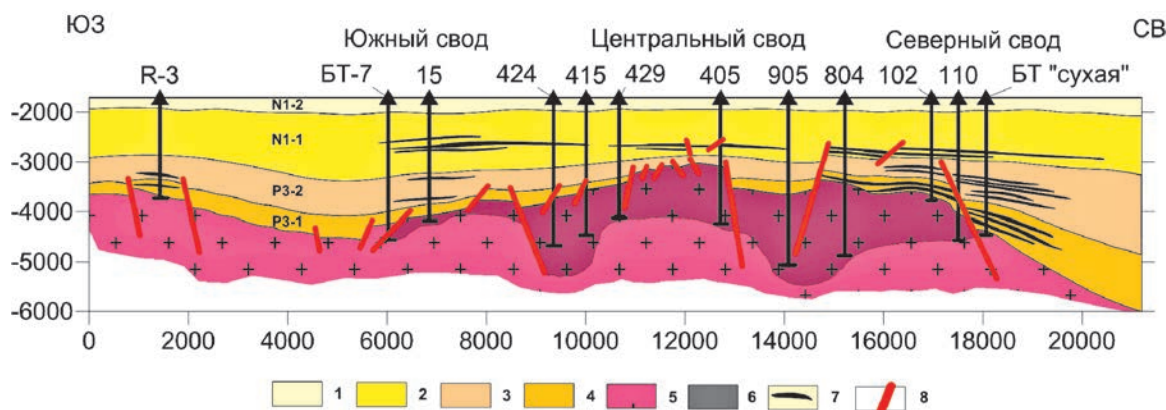
ющих трещин фундамента, определенная гидродинамическими исследованиями, достигала нескольких дарси (до 20Д) при практически нулевой проницаемости матрицы (максимально – 0,1 мД).

По минеральному составу породы фундамента структуры Белый Тигр представлены гранитами, гранодиоритами, кварцевыми диоритами, монцодиоритами, амфиболовыми лейкодиоритами (диоритами), переход между которыми не всегда достаточно четкий. Кроме того, массив рассекают многочисленные дайки комагматов олигоценых эффузивов, представленные диабазами, базальтами, трахибазальтовыми порфиритами, образующими лавовые покровы над фундаментом [8].

Залежь в гранитном фундаменте нефтяного месторождения Белый Тигр (рис. 2) является массивной (трещинно-блоковой) и характеризуется практически нулевым начальным водонасыщением (в пределах этого свода пробурены «сухие» скважины).

Нижняя граница залежи установлена условно до абсолютной глубины 5014 м. Условный водонефтяной контакт проведен по глубине

Рис. 2. Геологический разрез нефтяного месторождения Белый Тигр (Вьетнам) [14]. Отложения: 1 – верхне-миоценовые, 2 – нижне-миоценовые, 3 – верхне-олигоценые, 4 – нижне-олигоценые; 5 – кристаллические породы фундамента; 6 – скопления нефти в фундаменте; 7 – скопления нефти в осадочном чехле; 8 – разломы



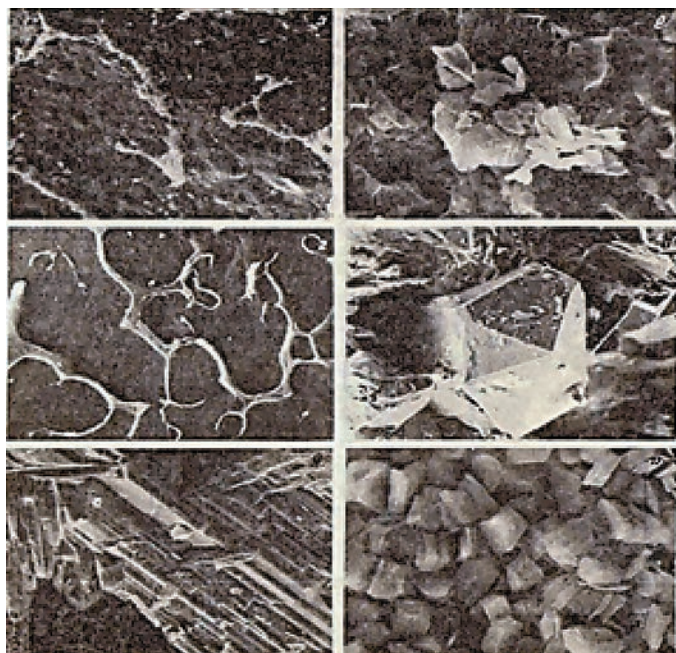


Рис. 3.
Вторичная гидротермальная минерализация в гранитах месторождения Белый Тигр [7]. Слева направо и сверху вниз: барит, чешуйки самородного серебра, самородное серебро на барите, кварц, ломонтит, каолинит (диккит) (РЭМ, ув. 1000^х)

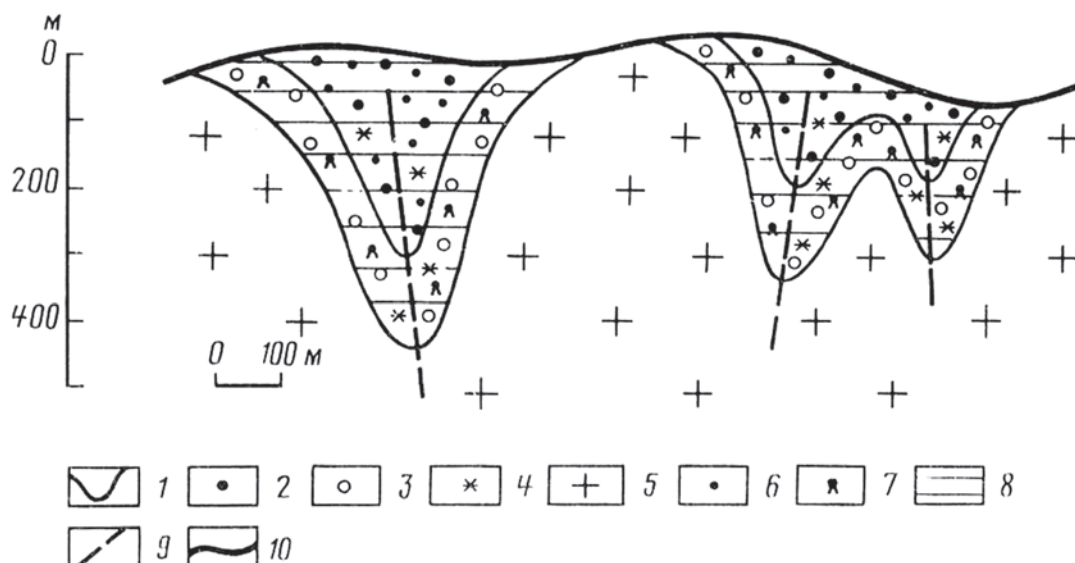
4385 м (на этой глубине началась закачка воды для поддержания пластового давления), но законтурная, подошвенная природная вода ни на этой глубине, ни ниже не была получена. Кроме того, интенсивные притоки нефти получены

по скв. 424, 415, 905 и 804 значительно ниже условного водонефтяного контакта, и запасы категории C_2 были посчитаны до отметки 4650 м. Залежь считается массивной, потому что при применении заводнения (после 6 лет эксплуатации на истощение) выявлена гидравлическая связь по скважинам.

Водонефтяной контакт можно считать установленным только в скв. 110, где ниже 4495 м получен приток попутной природной воды. При этом закачку морской воды, используемой для ППД, в этот интервал осуществить не удалось, т.е. он оказался гидродинамически изолированным, хотя выше – в интервале обнаружения нефти (4196–4493 м) – вытеснение нефти водой было возможным. Скв. БТ-10, расположенная в всяхем блоке разлома (забой ~ 4300 м), не вскрыла воды в фундаменте, также не было получено притоков воды из скв. БТ-7. (рис. 2).

В первых работах [6, 7], посвященных генезису коллектора в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр, была установлена его гидротермальная природа, что доказывалось данными микроразондовых и рентгеноструктурных исследований, обнаруживших комплекс вторичных минералов: барит в ассоциации с самородным серебром, каолинит, диккит, хлорное железо, цинкистую медь (рис. 3). Кроме того, по трещинам повсеместно были развиты кальцит и ломонтит. Ассоциация «цинкистая медь и хлорное железо» указывала на хло-

Рис. 4.
Морфология гидротермального коллектора в гранитоидном фундаменте по теоретическим представлениям [6]: 1 – границы зон измененных пород; 2 – каолинитовая зона; 3 – цеолитовая зона; 4 – рудная полиметаллическая минерализация; 5 – неизменные породы кристаллического фундамента; 6 – каверновый тип пустотного пространства; 7 – каверново-трещинный тип пустотного пространства; 8 – нефтенасыщенные породы; 9 – тектонические нарушения; 10 – граница поверхности пород кристаллического фундамента и осадочного чехла



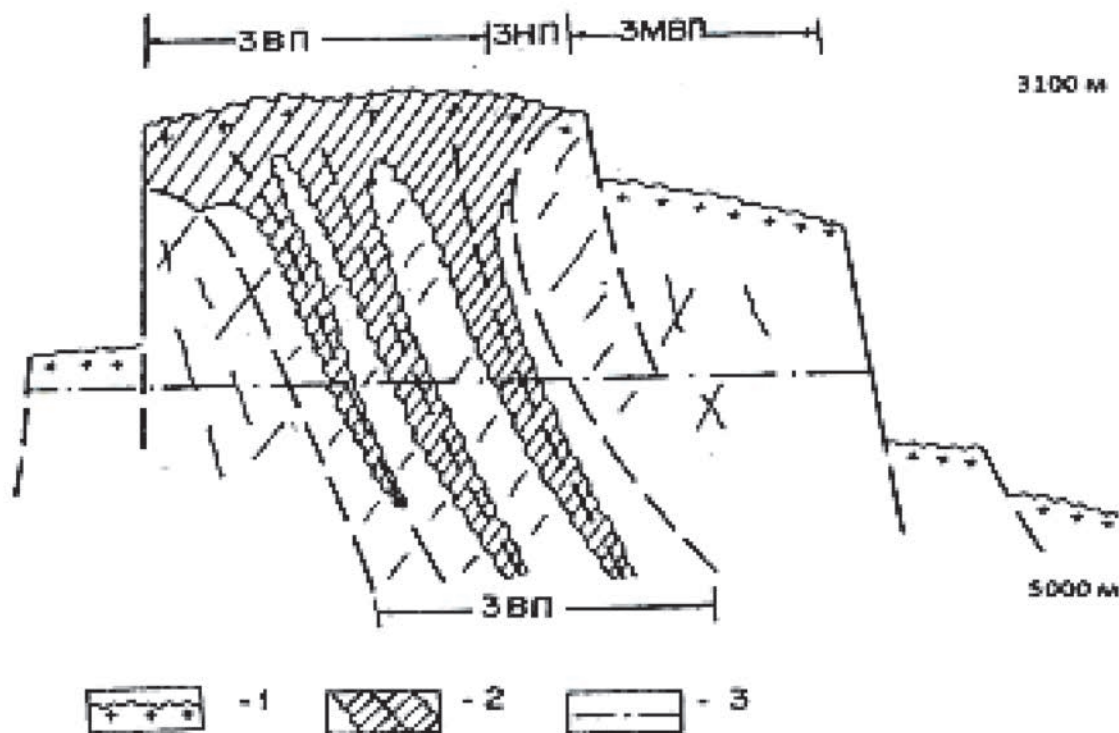


Рис. 5. Морфология коллектора в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр по данным разработки [9]: 1 – граница пород фундамента и осадочного чехла; 2 – нефтенасыщенные породы; 3 – глубина формирования искусственного водо-нефтяного контакта (ИВНК); ЗВП – зона высокого притока; ЗНП – зона низкого притока; ЗМВП – зона малой вероятности притока

ридный состав и высокую температуру (более 600–800 °С) воздействовавших гидротерм. Барит-серебряная ассоциация свидетельствовала о температуре 300–400 °С гидротермальных растворов. Комплекс «кальцит-ломонтит» являлся наиболее низкотемпературным, с температурой формирования 200–250 °С. Эти минералы-индикаторы позволили однозначно установить природу коллектора как гидротермальную, в отличие от предполагавшейся вначале коры выветривания. Также выявленные минеральные ассоциации свидетельствовали о смене состава воздействовавших гидротерм. Первоначально произошла проработка гранитного массива поступавшими по разломам высокотемпературными (600–800 °С), маломинерализованными ($M_{\text{общ}} < 1,0\text{--}4,0$ г/л) гидротермами хлоридно-натриевого состава, насыщенными газообразными HCl, HF и CO₂, которые затем сменились более низкотемпературными растворами, содержащими преимущественно SO₂+SO₃, H₂S и CO₂, что связано с изменением состава эндогенного флюида при его остывании [15].

По комплексу минералов и их распределению в пустотном пространстве, гидротермальный коллектор месторождения Белый Тигр представляет собой так называемую «пустую» жилу,

когда в выщелоченном пространстве не формировалось рудное тело (на начало рудообразования указывали микровключения самородного серебра), а образовалась только характерная гидротермальная зональность в распределении вторичных минералов и величин вторичной пористости. Гидротермальная зональность заключается в том, что ближе к питающему каналу (трещине, разлому) располагаются наиболее выщелоченные зоны с кварц-барит-каолининовой ассоциацией, которая затем сменяется кальцит-ломонтит-гидрослюдистой [3]. Соответственно, изменяются и значения вторичной пористости, которая закономерно убывает в стороны от вертикального питающего канала, сокращаясь от 20–30% до 1–5%.

Установление гидротермального генезиса коллектора позволило прогнозировать развитие коллекторских зон в виде узких (до 1 км в поперечнике) и достаточно глубоких (мощностью до ~ 450 м) «карманов», приуроченных к разломам (рис. 4). Эти прогнозы в последствие подтвердились геофизическими исследованиями и результатами бурения (рис. 5), за исключением того, что «карманы» оказались значительно глубже – почти до 2 км. На рис. 5 видно, что если в верхней части массива (до глубины около 3500 м) залежь можно бы-

Компоненты (мг/л) и параметры химического состава	Океаническая вода	Месторождение Белый Тигр, Северный свод, нижний олигоцен	Месторождение Белый Тигр, фундамент, скв. 110	Хлоридно-натриевые термы, Узон, Камчатка
Na+K	12 180	992	1700	555,9
Mg	1250	1,7	9	4
Ca	400	113	294	13,4
Cl	18 700	1218	2945	886,8
Br	65	12,4	7,6	4,6
I	0,05	1,4	2,1	нет
NH ₄	нет	13,5	5,4	5
SO ₄	2500	243	84	39,4
B	4,6	10,5	147,2	152
HCO ₃	130	565	85	54,9
M _{общ.} г/л	35,1	3,2	5,1	1,6
rNa/rCl	0,88	1,3	0,89	0,97
V/Br	0,1	0,85	20,4	33,0
Формула ионного состава	Cl 91 SO ₄ 8 HCO ₃ 1 (Na+K)80 Ca3Mg17	Cl 70 HCO ₃ 19 SO ₄ 11 (Na+K)85 Ca11Mg4	Cl 96 SO ₄ 3 HCO ₃ 1 (Na+K)83 Ca16Mg1	Cl 94 SO ₄ 3 HCO ₃ 3 (Na+K)96 Ca3Mg1
Тип воды по В.А. Сулину	Хлоридно-магниевый (ХМ)	Гидрокарбонатно-натриевый (ГКН)	Хлоридно-кальциевый (ХК)	Хлоридно-кальциевый (ХК)

Таблица 1.

Химический состав подземных вод месторождения Белый Тигр, гидротерм Камчатки и океанической воды

ло считать массивной, вследствие исключительно сильной гидротермальной проработки и слияния разуплотненных зон, то ниже ясно проявлялось «жильное» строение в виде глубоких проницаемых «карманов», глубина которых в несколько раз превышала ширину. Эти «карманы» располагались вдоль разломов, разделяясь практически непроницаемыми гранитоидами.

Возможность заполнения нефтью коллектора в гранитоидном массиве

Кроме гидротермальной природы коллектора в работах [12, 14] обосновывалось поступление нефти в коллектор в потоке гидротермального газопарового флюида с последующей конденсацией и разделением на водную и нефтяную фазы. Одним из доказательств поступления нефти в составе гидротермального флюида является единичное обнаружение в гранитоидном фундаменте минерализованной попутно добываемой воды на глубине 4493 м из скв. 110 (рис. 2) Северного свода в изолированном блоке фундамента, куда не поступала морская вода, используемая для ППД. По всем параметрам эта вода резко отличалась как от пластовых вод вышележающих осадочных комплексов, так и от океанической воды, закачиваемой в скважины месторождения для поддержания пластового давления (табл. 1). Подробный разбор химиче-

ского состава воды фундамента месторождения Белый Тигр впервые был изложен в работе [12]. Основными доказательствами гидротермального происхождения этой попутной воды явились ее M_{общ.} компонентный состав и значение отношения V/Br, очень близкие к аналогичным параметрам гидротерм Камчатки (табл. 1). Особенно показательным было отношение V/Br >> 1, что указывало на высокотемпературное происхождение воды с прохождением фазы «испарение – конденсация» [11].

Эти результаты противоречат преобладающему мнению о формировании нефти в фундаменте структуры Белый Тигр в результате нисходящей миграции из низов осадочного чехла или латеральной миграции из прислоненных блоков осадочных пород [2], т.к. в случае миграции нефти из осадочных пород она сопровождалась бы не гидротермальной, а седиментогенной водой. Также концепции формирования залежи нефти в граните, как результату нисходящей миграции противоречит наличие АВПД в коллекторе фундамента с коэффициентом аномальности 1,5–2,2, а концепции латеральной миграции – практически полная непроницаемость гранитной матрицы. Проницаемость гранитоидного коллектора обусловлена разломами, которые имеют ярко выраженное субвертикальное направление [17].

Напротив, предложенный и подтвержденный моделированием механизм формирования нефтяной залежи в гранитном фундаменте месторождения Белый Тигр в результате вертикальной восходящей миграции нефтяной фазы в составе высокотемпературного эндогенного флюида [14] хорошо соответствует минералогическим особенностям коллекторских зон, химическому составу воднорастворимых нефтей фундамента, химическому составу и гидрохимической зональности подземных вод месторождения Белый Тигр.

Возможность прогноза нефтяных залежей в глубоких горизонтах земной коры

Открытие крупной залежи нефти в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр активизировало поисково-разведочные работы в породах фундамента на шельфе Вьетнама в регионе в целом и в других районах мира. В частности, на территории России в течение нескольких лет велось бурение на кристаллические породы Татарского свода, которое, однако, не привело к открытию месторождения. Также и на территории Зондского шельфа поисковые работы на фундамент не привели к сколько-нибудь заметным результатам.

Вполне возможно, что это произошло потому, как справедливо указывается в работе [10], что до сих пор нет понимания о происхождении нефти и условиях формирования ее залежей.

Исходя из преобладающей осадочно-миграционной теории, при поисково-разведочных работах бурение осуществляется только в пределах антиклинальных структур, что разумно в осадочных породах, но совершенно неоправданно в породах, лишенных поровой проницаемости, в которых коллекторские свойства возможны только в результате разломной тектоники, сопровождающейся гидротермальной деятельностью.

Возможно, полезно было бы обратить внимание на гидрохимические признаки нефтеносности фундамента, проявляющиеся у вод низов осадочного чехла. В работе [13] таким гидрохимическим признаком предлагалось считать инверсионную гидрохимическую зональность подземных вод, и приводились примеры зон гидрохимической инверсии над нефтеносными гранитоидами Белого Тигра, снижение проявлений инверсионности в низах осадочного чехла небольшого месторождения Дракон (соседнего с Белым Тигром), фундамент которого незначительно нефтеносен, и полное отсутствие инверсионных вод над Татарским сводом.

Инверсионные воды – это глубинные маломинерализованные ($M_{\text{общ}} \sim 4-8$ г/л) воды HCO_3^-

Na-состава, с преобладанием CO_2 в составе растворенных газов.

Нефтепоисковый признак инверсионных вод может быть основан на постулате перемещения нефти с больших глубин по разломам в составе маломинерализованного HCO_3^- -раствора, с которым имеет близкую плотность. Перемещение глубинного раствора по разломам в область более низких давлений сопровождается вскипанием и разделением флюида на газовую, нефтяную и водную составляющие. Газовая часть состоит не только из газов (преимущественно CH_4 , H_2 и CO_2), но и из водяного пара, при конденсации которого образуются маломинерализованные HCO_3^- -воды. Конденсация и разделение глубинного флюида может произойти не только в осадочном чехле, но и кристаллических породах фундамента, если в них сформировались пустоты гидротермального выщелачивания.

Исходя из этого признака, можно предположить значительные масштабы нефтеносности фундамента Западной Сибири, т.к. в центральных, западных и, особенно, в северных областях этого региона в нижнемеловых и юрских породах широко развиты инверсионные воды.

Выводы

1. Поисковые работы в глубоких частях осадочного чехла и в кристаллических породах, в которых отсутствуют поровые коллектора, не должны проводиться только в антиклинальных структурах, т.к. «гравитационный критерий» в них не имеет значения.

2. Проницаемые зоны в породах, практически лишенных первичной пористости (кристаллических) или ее утративших (катагенно преобразованных осадочных), формируются вблизи разломов, сопровождающихся интенсивной гидротермальной деятельностью.

3. Коллекторы гидротермального происхождения имеют морфологию рудных тел (жил) со значительным превышением глубины (высоты) структуры по отношению к площади распространения.

4. Заполнение нефтью коллекторов гидротермального происхождения, вероятно, возможно только при вертикальной миграции флюида, т.к. латеральная миграция в породах, не затронутых гидротермальными процессами, практически невозможна.

5. Если допустить возможность перемещения нефти в составе глубинного флюида, то гидрохимическим признаком нефтеносности глубоких зон осадочного чехла и фундамента может быть инверсионный тип гидрохимической зональности подземных вод. ④

Литература

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Киреев Ф.А., Донг Ч.Л. Рифтовые структуры как перспективный нефтегазоносный объект континентального шельфа СРВ // Нефтяное хозяйство. 2001. № 2. С. 22–24.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ. 2000. 384 с.
3. Волостных Г.Т. Аргиллизация и оруденение. М: Недра. 1972. 240 с.
4. Всеволожский В.А., Киреева Т.А. Гидрогеодинамика процессов нефтегазообразования / Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ / Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина. 18–22 октября 2010 г. М.: GEOS. С. 105–109.
5. Гаврилов В.П., Гулеев В.Л., Киреев Ф.А., Донцов В.В., Соколов В.И. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. М.: Недра. 2010. 294 с.
6. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова (Киреева) Т.А. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента // Доклады АН СССР. 1990. Т. 315. № 1. С. 163–165.
7. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова (Киреева) Т.А. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах кристаллического фундамента // Известия АН СССР. Серия Геологическая. 1992. № 5. С. 119–128.
8. Донг Ч.Л., Киреев Ф.А., Тронов Ю.А., Шнип О.А. Характер пустотности и состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа Южного Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 27–30.
9. Донг Ч.Л., Демушкин Ю.Н., Кун Х.В., Хай Ф.Д. Промыслово-геологические особенности строения резервуара и залежи фундамента месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 35–37.
10. Карпов В.А. Об объекте нефтегазопроисковых работ // Геология и недропользование. 2023. № 4. С. 152–157.
11. Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник Московского государственного университета. Серия 4. Геология. 2010. № 1. С. 54–57.
12. Киреева Т.А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама) в связи с нефтегазоносностью // Вестник МГУ. Серия 4. Геология, № 4. 2010. С. 35–40.
13. Киреева Т.А. Гидрохимические особенности вод фундамента в связи с нефтеносностью // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 95–108.
14. Кирюхин А.В., Киреева Т.А. Формирование нефтяного резервуара в условиях пароконденсатной гидротермальной системы по результатам численного моделирования (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология нефти и газа. 2015. № 1. С. 79–86.
15. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра. 1971. 336 с.
16. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. 2007. № 4. С. 49–60.
17. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем месторождения Белый Тигр / Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений / Материалы Международной научной конференции. Казань. Издательство Казанского университета. 2006. С. 258–262.
18. Шан Н.Т., Бадиков Ф.И., Зао Н., Куи Х.В., Тронов Ю.А., Ефремов П.Е., Носенков И.Э. Укрепление ресурсной базы – основа дальнейшего развития добычи нефти в СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 38–40.

UDK 553.982.232

T.A. Kireeva, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Hydrogeology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University¹, ta_kireeva@mail.ru

¹Leninskie gory, Moscow, 119991, Russia.

Geological Structure and History of the White Tiger Deposit (Vietnam), as an Example of an “Unconventional” Discovery

Abstract. The history of the discovery of the White Tiger deposit shows that absolute adherence to the postulates of sedimentary migration theory can sometimes cause significant harm. Using the example of the White Tiger field, the main oil reserves of which were concentrated in granitoid basement rocks, the possibility of formation of a reservoir (the morphology of which resembles an ore body “vein”) as a result of fault tectonics

accompanied by hydrothermal activity is considered. Evidence is provided that the reservoir is filled as a result of vertical migration of oil as part of deep fluid, while lateral migration from adjacent blocks of sedimentary rocks is impossible due to the almost complete impermeability of the granitoid matrix (less than 0.1 mD). It is proposed to consider the inversion type of hydrochemical zoning of groundwater as a hydrochemical sign of oil-bearing capacity in deep zones of the sedimentary cover and basement rocks.

Keywords: oil content of granites; hydrotherms; inversion waters.

References

1. Areshev E.G., Gavrilov V.P., Kireev F.A., Dong Ch.L. *Riftovye struktury kak perspektivnyi neftegazonosnyi ob'ekt kontinental'nogo shelf'a SRV* [Rift structures as a promising oil and gas bearing object on the continental shelf of Vietnam]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2001, no. 2, pp. 22–24.
2. Bazhenova O.K., Burlin Iu.K., Sokolov B.A. i dr. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, MSU Publ., 2000, 384 p.
3. Volostnykh G.T. *Argillizatsiya i orudnenie* [Argillization and mineralization]. Moscow, Nedra Publ., 1972, 240 p.
4. Vsevolozhskii V.A., Kireeva T.A. *Gidrogeodinamika protsessov neftegeozobrazovaniia* [Hydrogeodynamics of oil and gas formation processes]. *Degazatsiia Zemli: geotektonika, geodinamika, geofluidy, neft' i gaz* [Degassing of the Earth: geotectonics, geodynamics, geofluids, oil and gas]. Proc. of the conf. October 18–22, 2010. Moscow, GEOS Publ., pp. 105–109.
5. Gavrilov V.P., Guleev V.L., Kireev F.A., Dontsov V.V., Sokolov V.I. *Granitoidnye kolektory i neftegazonosnost' iuzhnogo shelf'a V'etnama* [Granitoid reservoirs and oil and gas potential of the southern shelf of Vietnam]. Moscow, Nedra Publ., 2010, 294 p.
6. Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova (Kireeva) T.A. *O novom tipe kolektora v porodakh kristallicheskogo fundamenta* [On a new type of reservoir in crystalline basement rocks]. *Doklady AN SSSR* [Reports of the USSR Academy of Sciences], 1990, vol. 315, no. 1, pp. 163–165.
7. Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova (Kireeva) T.A. *Vliianie gidrotermal'noi deiatel'nosti na formirovanie kolektorov nefti i gaza v porodakh kristallicheskogo fundamenta* [The influence of hydrothermal activity on the formation of oil and gas reservoirs in crystalline basement rocks]. *Izvestiia AN SSSR. Seriya Geologicheskaja* [Reports of the USSR Academy of Sciences], 1992, no. 5, pp. 119–128.
8. Dong Ch.L., Kireev F.A., Tronov Iu.A., Shnip O.A. *Kharakter pustotnosti i sostav porod neftesoderzhashchego fundamenta shelf'a Iuzhnogo V'etnama* [The nature of voids and the composition of rocks in the oil-containing basement of the shelf of South Vietnam]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1996, no. 8, pp. 27–30.
9. Dong Ch.L., Demushkin Iu.N., Kun Kh.V., Khai F.D. *Promyslovo-geologicheskie osobennosti stroeniia rezervuara i zalezhi fundamenta mestorozhdeniia Belyi Tigr* [Field and geological features of the structure of the reservoir and the foundation deposits of the White Tiger field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1996, no. 8, pp. 35–37.
10. Karpov V.A. *Ob ob'ekte neftegeozopiskovykh rabot* [About the object of oil and gas exploration]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsurface use], 2023, no. 4, pp. 152–157.
11. Kireeva T.A. *K metodike otsenki endogennoi sostavliaiushchei glubokikh podzemnykh vod* [Towards a methodology for assessing the endogenous component of deep groundwater]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya 4. Geologiya* [Bulletin of Moscow State University. Series 4. Geology], 2010, no. 1, pp. 54–57.
12. Kireeva T.A. *Genesis podzemnykh vod mestorozhdeniia Belyi Tigr (shelf' Iu. V'etnama) v sviazi s neftegazonosnost'iu* [Genesis of groundwater in the White Tiger field (offshore of South Vietnam) in connection with oil and gas content]. *Vestnik MGU. Seriya 4. Geologiya* [Bulletin of Moscow State University. Series 4. Geology], 2010, no. 4, pp. 35–40.
13. Kireeva T.A. *Gidrokhimicheskie osobennosti vod fundamenta v sviazi s nefteosnost'iu* [Hydrochemical features of foundation waters in connection with oil content]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2018, no. 1, pp. 95–108.
14. Kiriukhin A.V., Kireeva T.A. *Formirovanie neftianogo rezervuara v usloviakh parokondensatnoi gidrotermal'noi sistemy po rezul'tatam chislennogo modelirovaniia (na primere mestorozhdeniia Belyi Tigr, V'etnam)* [Formation of an oil reservoir in a steam-condensate hydrothermal system based on the results of numerical modeling (using the example of the White Tiger field, Vietnam)]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2015, no. 1, pp. 79–86.
15. Sokolov V.A. *Geokhimiia prirodnykh gazov* [Geochemistry of natural gases]. Moscow, Nedra Publ., 1971, 336 p.
16. Timurziev A.I. *K sozdaniiu novoi paradigmy neftegeozoiologii na osnove glubinno-fil'tratsionnoi modeli neftegeozobrazovaniia i neftegeozonakopleniia* [Towards the creation of a new paradigm of oil and gas geology based on the depth-filtration model of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Geofizika* [Geophysics], 2007, no. 4, pp. 49–60.
17. Timurziev A.I. *Analiz treshchinnykh sistem mestorozhdeniia Belyi Tigr* [Analysis of fracture systems of the White Tiger field]. *Uglevodородny potentsial fundamenta molodykh i drevnykh platform: Perspektivy neftegeozonosti fundamenta i otsenka ego roli v formirovanii i pereformirovanii neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii* [Hydrocarbon potential of the foundation of young and ancient platforms: Prospects for the oil and gas potential of the foundation and assessment of its role in the formation and reformation of oil and gas fields]. Proc. of the conf. Kazan. KSU Publ., 2006, pp. 258–262.
18. Shan N.T., Badikov F.I., Zao N., Kui Kh.V., Tronov Iu.A., Efremov P.E., Nosenkov I.E. *Ukreplenie resursnoi bazy – osnova dal'neishego razvitiia dobychi nefti v SP «V'etosovpetro»* [Strengthening the resource base is the basis for the further development of oil production in the Vietsovpetro joint venture]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1996, no. 8, pp. 38–40.



В. В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук
член ЕСОЭН
vvrushkin@mail.ru

В геологической истории нашей планеты есть времена большей или меньшей интенсивности геологических процессов. Никакого объяснения этих фактов мы не знаем, но едва ли правильна мысль большинства геологов, что причину ее надо искать внутри планеты. Причина лежит вне планеты.

В.И. Вернадский

Галактические причины периодичности геологических и биологических катастроф в истории Земли

¹Россия, 634027, Томск, ул. Ленская, 14–81.

С позиции распределения звездных ветров протонов и электронов в галактике Млечный Путь автор рассматривает причинно-следственную связь траектории вращения Солнечной системы с периодичностью основных геологических и биологических катастроф в истории Земли за последний миллиард лет. Основной причиной катастроф является вхождение Солнечной системы в галактические рукава, максимально насыщенные звездными ветрами, что наглядно показывается на основе графика изменения температур на Земле в современную кайнозойскую эру

Ключевые слова: Млечный Путь; галактический год; траектория Солнца; геологические и биологические катастрофы; звездный ветер; мутации; галактическая шкала Земли; антропоген

Рождение современных наук связывают с Клавдием Птолемеем, разработавшим во II в. геоцентрическую парадигму, согласно ей все явления, происходящие в «небесной» и «земной» сфере, связывались с Землей. Но если мышление относительно небесной сферы революционно поменялось уже в XVI в. благодаря работам Николая Коперника, Галилео Галилея, Иоганна Кеплера, разработавших гелиоцентрическую систему мира, то в «земной» сфере до XX в. сохранялась геоцентрическая парадигма – все явления объяснялись эндогенными и экзогенными процессами на самой Земле. В начале XX в. работами советского ученого А.Л. Чижевского было доказано влияние процессов солнечной активности на Землю [19].

В 1954 г. член-корреспондент АН СССР П.П. Паренего впервые оценил длительность галактического года – периода обращения Солнечной системы вокруг центра галактики Млечный Путь, – который оказался близким к 252 млн лет, что соответствовало крупнейшей палеозой-мезозойской геологической катастрофе – излиянию колоссального количества базальтовых лав, образовавших Сибирские траппы, и биологической катастрофе – самому массовому «Великому вымиранию», уничтожившему 90% существовавшего тогда биоразнообразия.

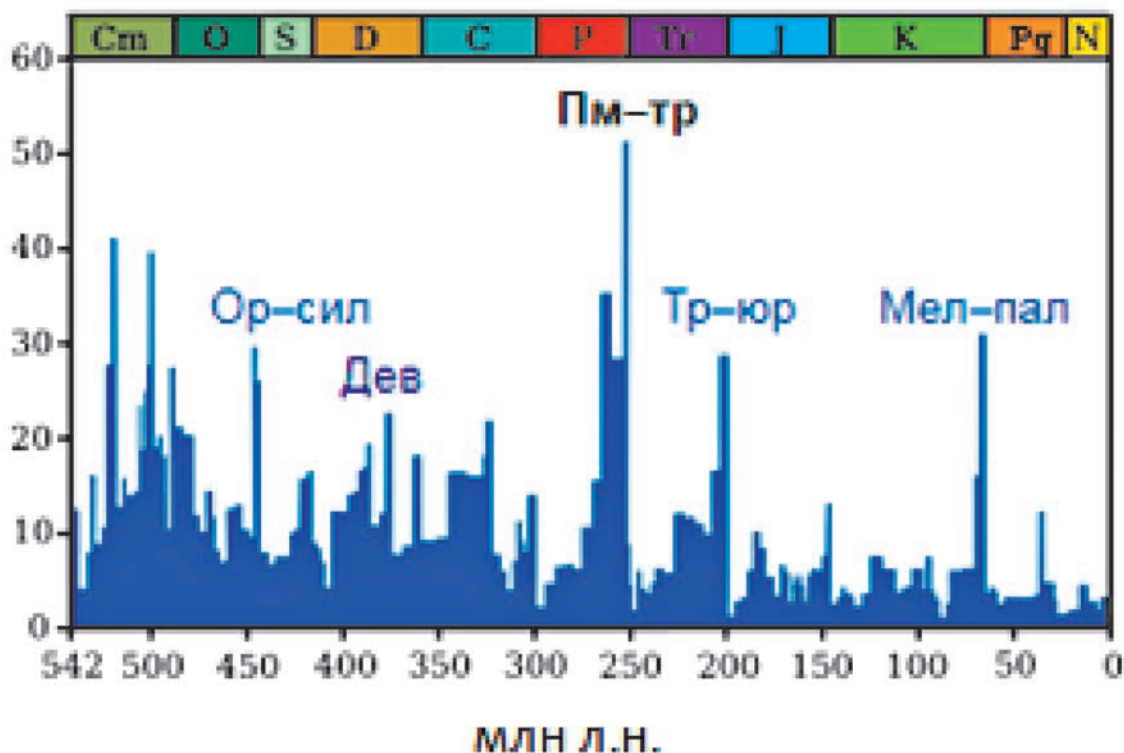
Палеозойская эра началась с взрыва таксономического разнообразия организмов, и в частности – появления скелетных организмов, но к концу кембрийского периода, 500 млн лет назад, 70% биологических видов вымерли.

Многие геологи и палеонтологи (М.А. Семихатов, К.А. Шуркин, Н.А. Ясаманов, Ю.А. Зарколдаев и др.) увидели связь с этим периодом ряда биологических и геологических катастроф в истории Земли. Но до настоящего времени величина этого промежутка времени точно неизвестна, по последним оценкам он составляет 217 млн лет. Не ясна и суть этой связи.

По мнению А.А. Баренбаума [1], связь галактического года с биологическими катастрофами несколько натянута, хотя сам факт влияния на земные процессы неоспорим. Биологические катастрофы происходили в конце всех остальных геологических периодов и эпох фанерозоя, но в меньших масштабах. Существенные были в ордовике, девоне, триасе и мелу, погибло 67–85% биологических видов.

По гипотезе Н.А. Ясаманова, Солнечная система попадает в своеобразные струйные потоки, насыщенные газопылевым веществом, кометами, астероидами, которые являются главными возбудителями тектонических процессов, происходящих в недрах Земли и находящихся отражение в ее верхней оболочке – земной коре.

Рис. 1.
Периодичность вымирания (%) морской фауны в фанерозое





а)

б)

Рис. 2.

Схемы движения Солнечной системы относительно экватора галактики: а) в разрезе – циклическое пересечение экватора; б) в плане – спиральная траектория с двукратным пересечением экватора за один оборот

В этой связи А.А. Баренбаум, понимая под струйными потоками галактические рукава, выдвигает галактоцентрическую парадигму – существенного влияния на Землю галактических процессов. По его мнению, связь галактического года с биологическими катастрофами несколько натянута, хотя сам факт влияния на земные процессы неоспорим. Биологические катастрофы происходили в конце всех остальных геологических периодов и эпох фанерозоя, но в меньших масштабах (рис. 1).

Но как писал В.П. Колясников [7], связывание строгой периодичности причин крупных биологических катастроф около 30 млн лет в основном со случайным падением крупных астероидов, само по себе алогично. Вместе с тем он отмечал, что с этими периодами биологических катастроф связаны крупные геологические катастрофы:

- расширение Земли сменялось на резкое сжатие с образованием складчатых зон и крупных кратеров;
- гранитный магматизм сменялся на вспышки траппового базальтового магматизма;
- трансгрессии – наступления океанов и морей на сушу сменялись на регрессии с оледенением полюсов и континентов;
- инверсии магнитного поля.

Учитывая инверсии магнитного поля на хроностратиграфических рубежах, С.Г. Неручев [12] также связывал эти события с изменениями в пульсации ядра и подчеркивал их связь с более кратковременной периодичностью 30 млн лет влиянием космических условий на Землю.

Революционно-эволюционная шкала развития жизни на Земле

Основоположником теории революционно-эволюционных изменений в развитии органического мира был советский геолог-нефтяник профес-

сор С.Г. Неручев. Она базируется на открытом в XIX в. явлении радиоактивности, интенсивном воздействии радиации на генетический аппарат, наследственность организмов. По сути, С.Г. Неручев объединил две теории: основателя сравнительной анатомии и палеонтологии, члена французской Ж. Кювье (1812) – теорию катастроф, революционных переворотов и неоднократной смены фауны и флоры в истории Земли; и автора труда «Происхождения видов», английского биолога и геолога Ч. Дарвина (1860) – теории медленной постепенной эволюции, изменчивости организмов.

С.Г. Неручев в своих работах писал по этому поводу: «В эволюции органического мира периодически проявлявшиеся эпохи повышенной радиоактивности среды играли, несомненно, важную, революционную роль, что правильно показал для ряда таких эпох (поздняя пермь, поздняя юра, эоцен) Ж. Кювье, хотя в то время, конечно, не мог дать правильного объяснения этим явлениям. Что касается естественного отбора, обоснованного Ч. Дарвином, то он, конечно, ничего не творит, но также играет важную роль и действительно способствует сохранению и процветанию наиболее приспособленных к среде обитания организмов и вымиранию менее приспособленных форм. Однако роль постепенной мелкой изменчивости организмов, как главного фактора эволюции, Ч. Дарвином была явно переоценена. Никаких постепенных изменений и переходных форм от одного вида организма к другому виду никогда не было обнаружено. Процесс видообразования дискретен».

Основная причина повышения радиоактивности, повлиявшей на органический мир в геологическом прошлом Земли, связывалась С.Г. Неручевым с воздействием U , который формировался в ураноносных радиоактивных осадках морей и на континентах. Накапливаю-

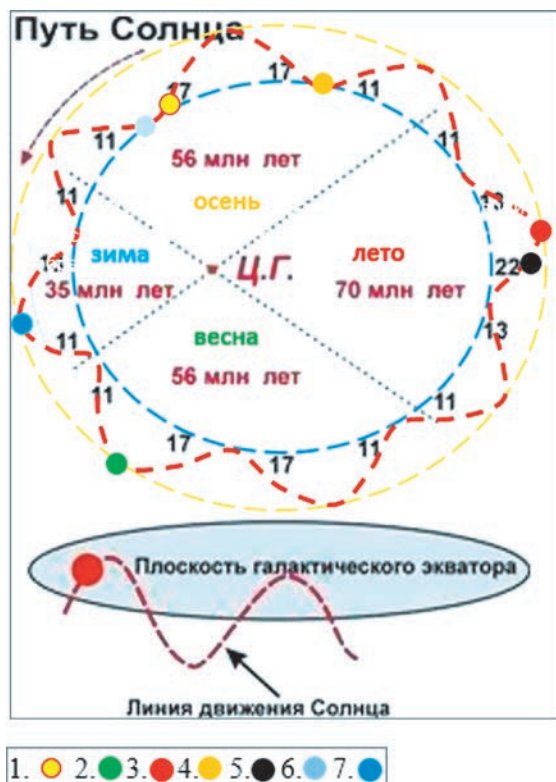


Рис. 3.

Продолжительность галактических эпох (пересечения Солнцем экватора) и периодов (времен галактического года – 217 млн лет). Положение Земли при событиях: 1 – образование сибирских траппов; 2, 3, 4 – рождение, расцвет и гибель динозавров; 5 – формирование 85% угля и нефти; 6 – оледенение Антарктиды; 7 – настоящее время (по Ю.А. Заколдаеву, с дополнениями)

щаяся радиоактивность вызывала глобальную вспышку мутационного процесса, реализовавшегося в интенсивном вымирании ранее существовавших и возникновении новых видов фауны и флоры.

Согласно гипотезе солнечного строения ядра Земли, причиной [15] повышенной радиоактивности в определенные эпохи являлись термоядерные процессы. В эти же эпохи при термоядерных взрывах происходило образование U и других тяжелых элементов. Уран хоть и влиял на радиоактивность, но это влияние было не существенным.

Галактическая суть хроностратиграфии Земли

Плазменный механизм пульсирующей Земли с H -ядерными взрывами [15, 16] позволяет связать периодичность геологических и биологических катастроф с пересечением Солнечной системой галактического диска, экватор которого максимально насыщен звездными ветрами p^+ и e^- .

Диск галактики Млечный Путь имеет радиус 50 000 св. лет. Эллипсоидность орбиты движения Солнечной системы позволяет объяснить причину максимальных биологических и геологических катастроф Земли, повторяющихся через галактический год. В апогалактии, самой удаленной точке от центра галактики на расстоянии 45 000 св. лет, Солнце находится за пределами галактических рукавов. В перигалактии Солнце более чем в 2 раза приближается к центру галактики на расстояние 21 500 св. лет и пересекает галактические спиральные рукава. Спиральные рукава имеют повышенные концентрации межзвездного газа и пыли, ярких звезд и звездных скоплений и характеризуются активным звездообразованием. При обращении Солнечная система совершает вертикальные колебания относительно экватора, входя в диск галактики толщиной около 1000 св. лет, максимально насыщенный звездными ветрами p^+ и e^- , и удаляется от галактической плоскости на расстояние до 277 св. лет.

При этом Солнечная система не просто гармонически движется вокруг центра галактики, а вращается по спирали. За один цикл кругового вращения она дважды пересекает экватор в среднем через 15 млн лет, то приближаясь к центру галактики, более насыщенному звездными ветрами, то удаляясь от него к периферии галактики (рис. 2).

Длительность большинства геологических эпох составляет 10–30 млн лет, это позволяет предположить, что при пересечении экватора Солнечная система не всегда попадала под влияние звездных ветров, и поэтому в отложениях Земли не зафиксированы геологические и биологические катастрофы. Несмотря на установленную связь биологических и геологических катастроф Земли в хроностратиграфических периодах с пересечением галактического экватора, нельзя отрицать и влияние «галактического года» на продолжительность и масштабность катастроф.

В 1985 г. Ю.А. Заколдаев на основе анализа свыше 70 геохронологических шкал, эллипсоидной орбиты и изменения скорости Солнечной системы условно разделил галактический год на четыре периода: зиму, весну, лето, осень, которые приблизительно соответствуют геологическим периодам, и дал дифференциальную оценку 16 галактических эпох пересечения экватора, от 11 до 22 млн лет (рис. 3), которые также приблизительно соответствуют времени геологическим эпохам.

На основе схемы Ю.А. Заколдаева составлена геолого-галактическая шкала развития Земли в течении 1 млрд лет (табл. 1), но основ-

Геологическая шкала					Галактическая шкала					Ледниковая шкала			
Эра	Период	Эпоха	Длительность эпохи	Время	Рукав	Время (пересечения экватора)	Длительность эпохи	Период	Год галактический	Эра	Период	Эпоха	
Будущие эволюционные изменения органического мира Земли													
Будущие революционные изменения органического мира Земли													
Кайнозойская	антропоген	голоцен	0,012	0,012						Кайнозойская	Позднекайнозойское	Чередование оледенений и потеплений.	
		плейстоцен	2,576	2,588								Гульдовское похолодание	
		плиоцен	2,745	5,333								Близовское катастрофическое оледенение	
	неоген	миоцен	17,70	23,03								Чередование оледенений и потеплений. Талине СЛО	
		олигоцен	10,9	33,9	щита-центавра	13	13					Оледенение севера Северной Америки и Европы	
		эоцен	22,1	56,0								Индонезийское (Батавское) оледенение	
		палеоцен	10,0	86,0								Половодное оледенение полюсов	
	Мезозойская	мел	поздняя	34,5	100,5								Тихоокеанское оледенение
			ранняя	44,5	145,0								Оледенение Северного-Ледовитого океана (СЛО)
			поздняя	18,5	109,5								Рыболовие
юра		средняя	15,7	116,7						Оледенение Антарктиды			
		ранняя	17,5	201,5	щита-центавра	80	11						
		поздняя	35,7	237,0	орiona и персея	217	11						
триас		средняя	10,0	247,0	стрельца	230	13						
		ранняя	4,9	251,9	щита-центавра	252	11						
		поздняя	16,9	268,8									
Палеозойская		пермь	средняя	14,7	283,5						Палеозойская	Гондванский	Эпитеза «cold start» - внезапные и очень короткие оледенения
	ранняя		15,4	298,9	щита-центавра	297	11			Грановидная метаморфоза			
	поздняя		8,3	307,2									
	карбон	средняя	15,8	323,0									
		ранняя	35,9	358,9									
		поздняя	25,6	384,2									
	девон	средняя	1,9	393,7									
		ранняя	25,3	419,4									
		прикладское	1,7	421,3	щита-центавра	421	11						
	силур	лудловский	4,4	427,4	полс Гульда	434	11						
венлокский		6,0	433,4	орiona и персея	434	11							
лландовский		10,4	443,8	стрельца	447	13							
ордовик	поздняя	17,1	460,9										
	средняя	10,9	471,8	щита-центавра	469	11							
	ранняя	13,6	485,4										
кембрий	поздняя	16	501										
	средняя	9	510	щита-центавра	514	11							
	ранняя	13	521										
Неопротерозой	эдиакарий									Неопротерозой	Варяганский	"Земля-снежок"	
	криогений												
	тоний												

Таблица 1. Геолого-галактическая шкала развития Земли за последний миллиард лет

ной анализ и прогноз проведен по фанерозою, что связано не только с резкими увеличениями числа ископаемых («кембрийский взрыв»), но и с возможной вероятностью изменения орбиты солнечной системы и структуры галактики, в частности, ее рукавов.

Согласно этой шкале, количество геологических эпох уменьшается при удалении от центра галактики в сравнении с галактическими эпохами, что свидетельствует об эволюционном пути развития Земли. Например, в меловом периоде выделяется ранняя и поздняя эпохи, но в это летнее галактическое время Солнечная система пересекла 6 раз экватор. Наоборот, при приближении к центру галактики их количество уравнивается, за исключением силурийского периода. За этот период (35 млн лет) произошло три эпохи пересечения экватора, а зафиксировано четыре геологических эпохи. Четвертая лудловская эпоха – 427 млн лет назад за 4 млн лет до пересечения экватора при удалении от него на 200 св. лет. Во время этой эпохи произошел быстрый импульс похолодания, вымирания и океанических изменений.

Возможной причиной лудловской «неэкваторной» катастрофы стало вхождение Солнечной системы в пояс Гульда. Этот пояс образует локальное звездное кольцо диаметром 1600–3300 св. лет, отклоненное от галактического экватора примерно на 16–20°. Сейчас Солнечная система находится на расстоянии 500–800 св. лет от пояса Гульда, учитывая время двух галактических лет, Солнце войдет опять в пояс Гульда через 6,6 млн лет и вызовет четвертую геологическую катастрофу в зимнем галактическом периоде.

Галактической зимой происходили основные геологические и биологические катастрофы. В это время Солнечная система максимально приближается к центру галактики (пирагалактии). Следовательно, Земля при пересечении галактического диска с максимальной вероятностью была подвержена воздействию плазменных ветров и, соответственно, возникновению на ней частых и мощных *H*-ядерных взрывов, что приводило к ядерным зимам и ледниковым периодам: варангиаскому, ордовикскому и современному позднекайнозойскому. Не зафиксировано только мощных оледенений в триасовую зиму. Существует лишь гипотеза *cold snaps* – внезапных и очень коротких оледенений, хотя перед этим зафиксировано мощное оледенение суперконтинента Гондвана, что связывается с его нахождением на южном полюсе. Согласно гипотезе «Земля-снежок», Земля была полностью покрыта льдом в криогеновом и эдиакарском периоде неопротерозойской эры. Сейчас Сол-

нечная система удалена от плоскости экватора на 32,6 св. лет и приближается к нему, завершая вторую зимнюю галактическую эпоху.

Галактической весной интенсивность ядерных взрывов снижалась, что приводило к расцвету растений и животных. Например, динозавры возникли в результате интенсивных термоядерных процессов на Земле в галактическую зиму триасового периода. Следствием этих процессов, включая термоядерные взрывы, было вымирание многих земноводных, но многочисленные их мутации привели к появлению и расцвету более живучих динозавров, которые и стали доминирующими наземными позвоночными 201 млн лет назад. В девонскую весну произошел расцвет рыб. Весной (эдиакарий) перед «кембрийским биологическим взрывом» появились многоклеточные организмы.

Галактическим летом в течение всего мелового периода продолжалось эволюционное развитие динозавров. Этот период характеризуется пятью галактическими эпохами (пересечения экватора), но минимальным воздействием звездных ветров. Об этом свидетельствует всего две геологические эпохи – нижний и верхний мел, на границах которых произошли незначительные геологические и биологические катастрофы. Аналогично, из 5-летних галактических эпох в карбоне зафиксировано 3 геологические эпохи и 2 – в кембрии.

В галактическом лете система находилась в апогалактии, максимальном удалении от центра галактики. В его середине выделяется максимальная эпоха непересечения экватора – 22 млн лет, что способствовало снижению термоядерных взрывов и повышению температуры на Земле. Именно в середине лета на рубеже фанерозоя и протерозоя произошел «большой биологический кембрийский взрыв» – резкое увеличение количества ископаемых остатков живых существ. В это время биопродуктивность наземной растительности резко возрастала, о чем свидетельствуют 85% мировых карбоновых запасов угля и меловых запасов нефти.

Галактической осенью, наступившей в перми (297 млн лет назад) при пересечении экватора на периферии от центра галактики, произошла массовая биологическая катастрофа – кризис карбоновых лесов, что связывается с крупными извержениями в образовавшемся тектоническом рифте пролива Скагеррак. Затем в конце пермской осени на рубеже палеозоя и мезозоя (252 млн. лет назад), когда Солнечная система пересекла экватор галактики опять ближе к его центральной части, произошла самое массовое «великое вымирание» с образованием самой крупной Сибирской провинции траппов.

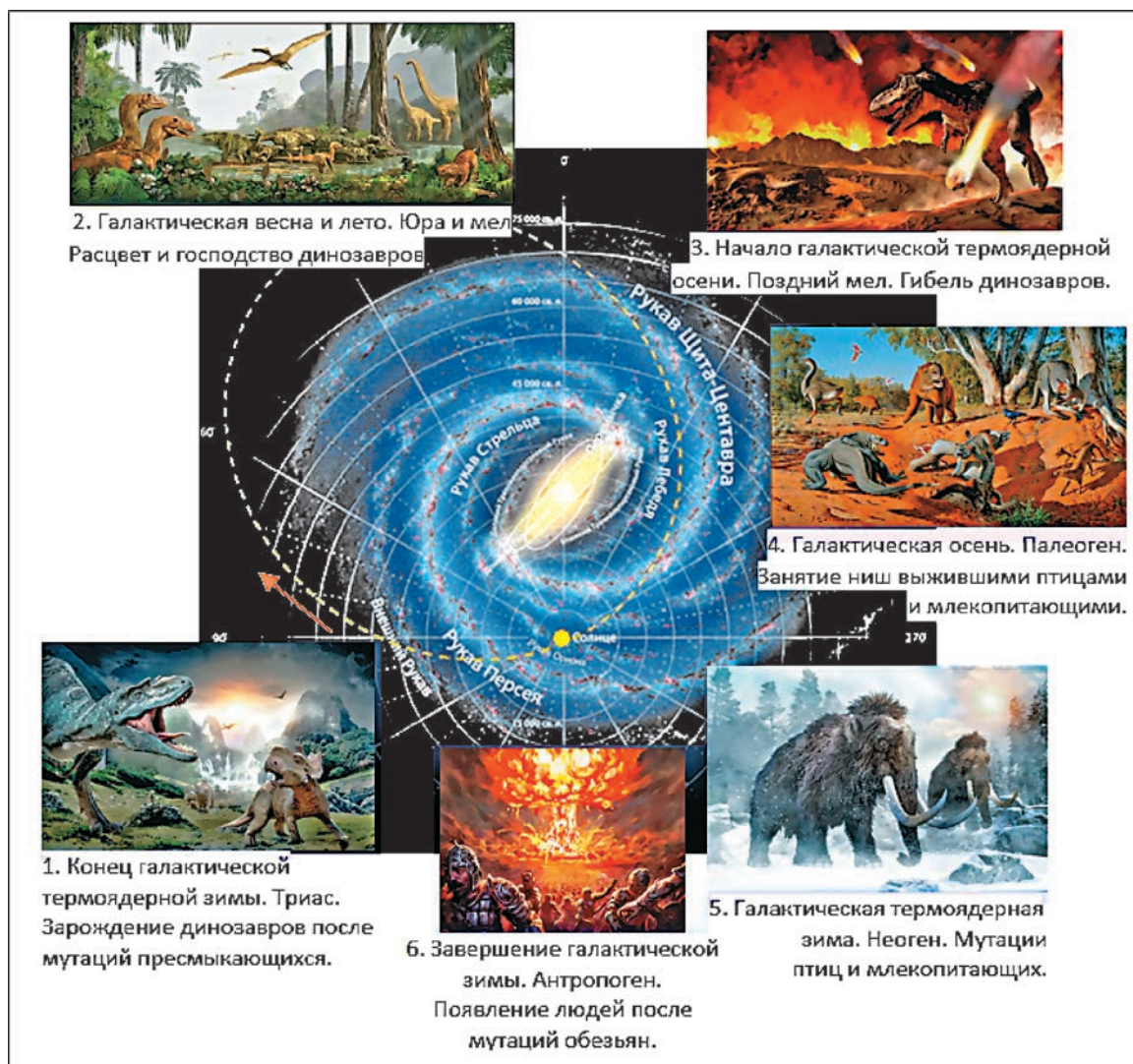


Рис. 4. Орбита Солнечной системы в галактике Млечный Путь и эволюционно-революционные изменения в животном мире за последний галактический год (217 млн лет); красным отмечены скопления сверхпузырей звездных ветров p^+ и e^- в галактических рукавах

Следующей галактической осенью, наступившей в конце мезозоя, при пересечении экватора ближе к центру галактики произошла следующая крупная геологическая катастрофа, образовавшая Деканские траппы объемом 512 000 км³ и уничтожившая индийских динозавров.

В конце палеогеновой осени в олигоцене, при пересечении экватора ближе к центральной части галактики, происходит резкое похолодание на 8 °С, обледенение Антарктиды и биологическая катастрофа, получившая название «великого перелома».

Таким образом, основные крупные события в истории Земли четко увязываются с траекторией движения Солнечной системы в галактике. При приближении к центру и к экватору галактики, максимально насыщенным звездными ве-

трами p^+ и e^- , термоядерные процессы на Земле усиливались, что приводило к термоядерным взрывам и зимам, биологическим катастрофам и мутационным революционным изменениям. При удалении от центра галактики и от плоскости экватора термоядерные процессы на Земле снижались, что приводило к биологическому эволюционному расцвету жизни. Но резкие и глобальные геологические и биологические катастрофы происходили на Земле при прохождении Солнечной системы через галактические рукава (**рис. 4**).

Связь кайнозойских катастроф со звездными ветрами галактических рукавов

Прохождение Земли через максимально насыщенные звездными ветрами галактические рукава должно было приводить к повышению термоядерных процессов в Земле и увеличивать

вероятность понижения температур на ее поверхности за счет возникновения термоядерных зим. Рассмотрим возможное время прохождения Солнечной системы через рукава на основе кайнозойской кривой изменения температуры Земли (рис. 5).

Поздний мел – начало осеннего галактического периода

Учитывая схему разнообразия семейств динозавров (рис. 6), можно предположить, что за 11 млн лет до кайнозойской эры Солнечная система вышла из экватора галактики и, вероятно, начала входить в галактический рукав Щита-Центавра, что привело к резкому усилению термоядерных процессов, понижению температуры и сокращению ареалов обитания динозавров. Одновременно резко усилились мутационные процессы.

Текущая эра геологической истории Земли началась 66 млн лет назад после гибели «не птичьих» динозавров и массовой гибели других биологических видов. Многочисленные мутации «птичьих динозавров» по общепризнанной гипотезе американского палеонтолога, профессора, научного консультанта известного фильма «Парк Юрского периода» Джека Хорнера (2007), привели к появлению птиц. На основе этой гипотезы он и его коллеги надеются использовать мутационный ген атавизма, чтобы выделить ДНК, из которой потом можно будет воссоздать методами генетической инженерии древнюю ветвь динозавров.

Птицы стали более приспособленными к похолоданию за счет оперения, к недостатку пищи – за счет уменьшения в размерах, к ее поиску – за счет возможности летать, но доминирующими не стали. В отличие от млекопитающих, птицы были менее приспособленными к сохранению потомства при откладывании яиц. Млекопитающие уже рождали живых детенышей и вскармливали их молоком, что сделало их доминирующими животными. Именно за кайнозойский осенне-зимний галактический период происходили многочисленные революционные изменения через мутации древних насекомоядных в обезьян, а затем в человека.

Палеоген – основной осенний галактический период

По гипотезе отца и сына Альваресов, массовое вымирание динозавров и других живых существ на рубеже мезозойской и кайнозойской эр было вызвано падением Чиксулубского астероида, вызвавшего взрыв мощностью 2 млн «Царь-бомб». Индийский профессор палеон-

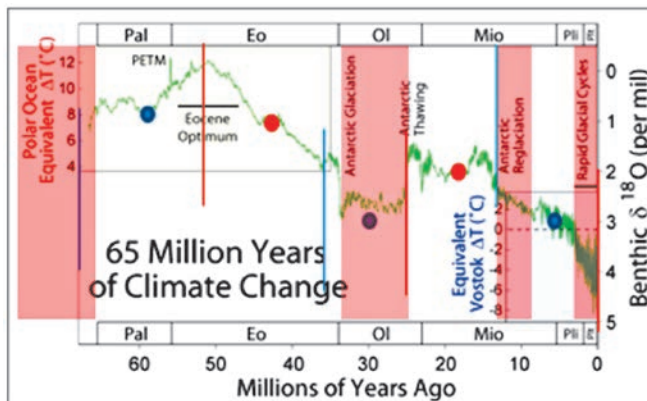
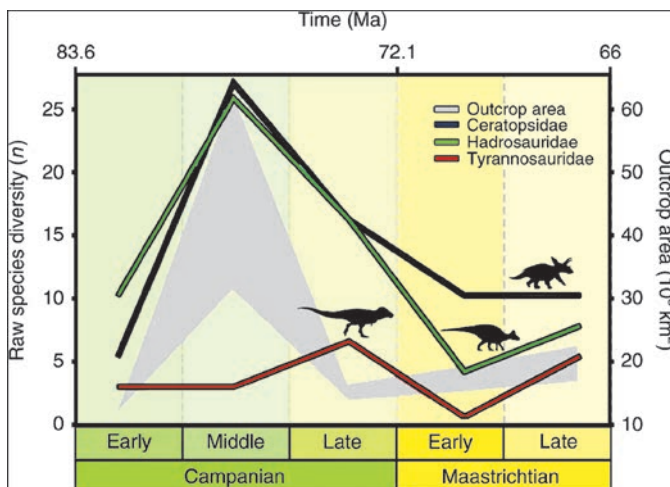


Рис. 5. Кайнозойская зависимость изменения температуры Земли от ее местоположения относительно экватора и спиральных рукавов галактики Млечный Путь: синие линии – время пересечения экватора галактики в центральной части, красные – в периферийной; синие точки – время максимального удаления от экватора галактики при удалении от ее центра, красные – при приближении к нему; красный фон – нахождение Земли в галактических рукавах

толог Санкармом Чаттерджи выдвинул теорию «многократного импактного события», согласно которой причиной вымирания динозавров явилось последовательное столкновение с Землей нескольких достаточно крупных космических тел. В частности, он считает, что через 300 тыс. лет после Чиксулубского взрыва на западе индийского шельфа произошло столкновение Земли с 40-километровым космическим телом и образовался кратер Шива (рис. 7), сопоставимый по размеру с кратером Земли Уилкса в Антарктиде диаметром 500 км (мощность образовавшего его взрыва оценивается в 7 млн «Царь-бомб»). Однако вероятность подобных

Рис. 6. Сокращение семейств динозавров за 11 млн лет до конца эры динозавров началось галактической осенью при попадании Солнечной системы в рукав Щита-Центавра, что усилило термоядерные процессы на Земле



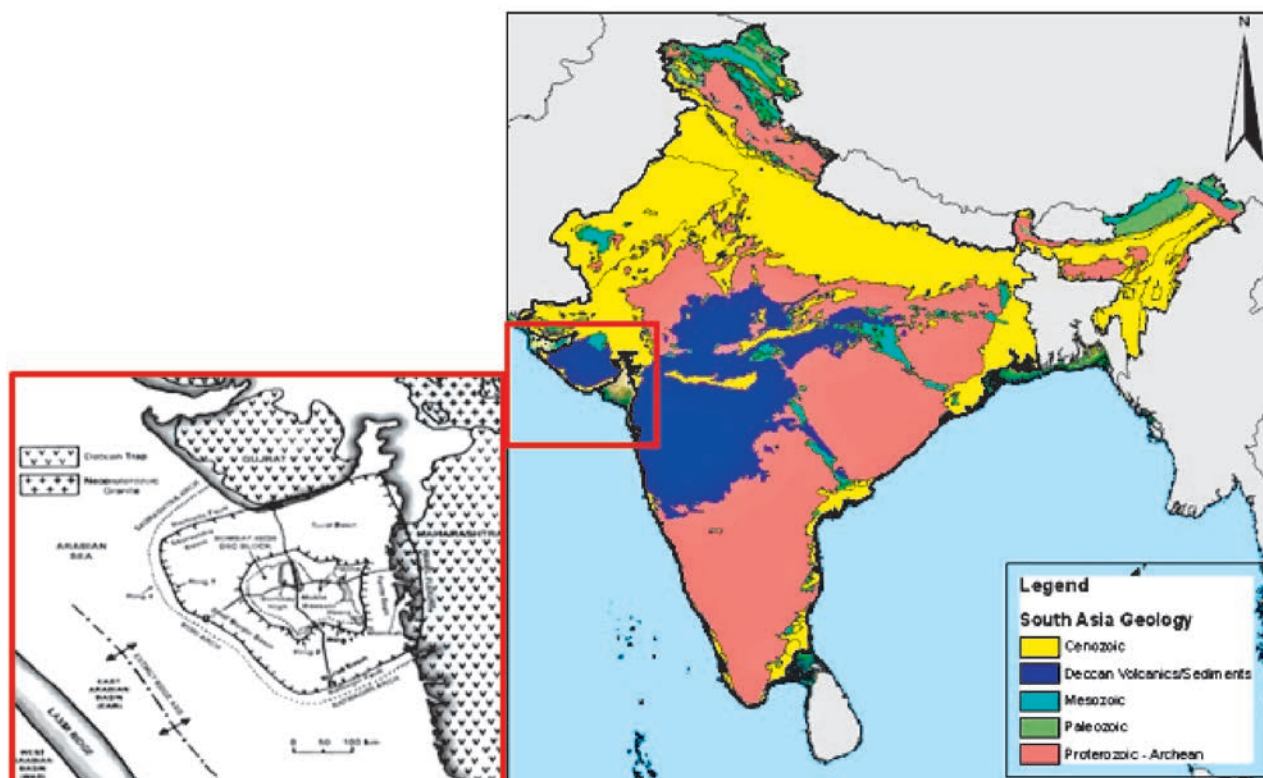


Рис. 7.

При пролете Солнечной системы через рукав Щита-Центавра на Земле резко усилились термоядерные процессы, образовавшие в Индии Деканские траппы (синий цвет), возможно, мощным термоядерным взрывом был образован кратер Шива (слева) с воронкой 400–600 км

событий невелика, а пролет Земли через пузыри звёздных ветров рукава Щита-Центавра реально мог привести в течение одного млн лет к выбросам плазмы из ядра Земли и многочисленным термоядерным взрывам, сопровождавшимся излиянием Деканских траппов.

Палеоцен – вторая осенняя галактическая эпоха

После того, как Земля пролетела через рукав Щита-Центавра в палеоцене температура на планете начала вновь повышаться. В это время многочисленные экологические ниши начали занимать млекопитающие и птицы. Среди растений на суше стали преобладать цветковые. В океанах основной группой рыб становятся лучепёрые.

Эоцен – третья осенняя галактическая эпоха

В начале эоцена (56 млн лет назад) происходит резкий скачек температуры – повышение на 2 °С, что, возможно, связано с попаданием Земли под воздействие астросферы пролетевшей мимо Солнечной системы звезды, что и привело к резкому кратковременному выделению тепла ядром Земли и затем к его резкому падению. Затем температура продолжала расти и 52 млн лет назад достигла максимума, хотя Солнечная система вновь вошла в экватор галактики.

При удалении от экватора галактики воздействие звёздных ветров не прекращается, и температура продолжает снижаться. Только при максимальном удалении от экватора влияние ветров прекращается, и температура незначительно повышается. В конце эоцена (35 млн лет назад) Солнечная система входит в экватор галактики, температура достигает минимума и затем начинает расти, но через 1,1 млн лет начинается последняя эпоха галактической осени – олигоцен.

Олигоцен – четвертая осенняя галактическая эпоха

Вероятно, Солнечная система опять вошла в рукав Щита-Центавра. Термоядерные процессы в Земле усилились, что привело к резкому снижению температуры на 3 °С и зарождению ледяного покрова на Антарктиде. К концу олигоцена (24 млн лет назад) Солнечная система опять вошла в экватор галактики, но одновременно резко вышла из рукава Щита-Центавра, и температура опять резко возросла на 3 °С, что привело межледниковой эпохе и к оттаиванию Антарктиды.

Неоген – начальный зимний галактический период

В начале неогена (23 млн лет назад) происходит резкий скачек температуры – понижение

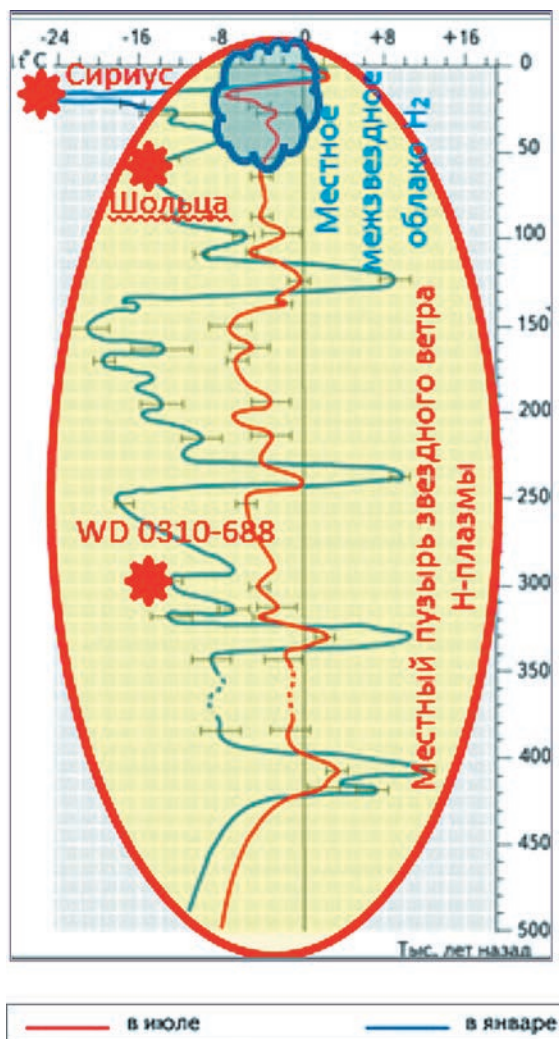


Рис. 8.
Влияние на изменение температуры на Восточно-Европейской равнине трех звездных ветров H-плазмы и Местного межзвездного облака H⁺ при пролете Солнечной системы через местный пузырь звездного ветра H-

на 2 °С, что, возможно, также связано с попаданием Земли под воздействие астросферы пролетевшей мимо Солнечной системы звезды. Перенасыщение ядра Земли H-плазмой ввело его в критический режим, что вызвало на поверхности Земли термоядерные взрывы и кратковременную термоядерную зиму.

Ранний миоцен – первая галактическая зимняя эпоха

В это время Солнечная система входит в относительно теплую эпоху галактической зимы длительностью 11 млн лет, а температура колеблется в пределах 2 °С. При приближении к экватору в точке, максимально близкой к центру галактики, температура снижается на эту величину. В это же время орбита Солнечной системы достигает пирэгалактики –

максимально близкого расстояния от центра галактики.

Поздний миоцен – начало второй галактической зимней эпохи

К середине миоцена (14 млн лет назад), несмотря на то, что Солнечная система выходит из плоскости экватора и удаляется от центра галактики, температура продолжает уменьшаться за счет входа в галактический рукав Стрельца. В это время происходит массовое вымирание. Звездные ветра рукава Стрельца создают самую холодную галактическую эпоху длительностью 13 млн лет, что опять приводит к зарождению ледяного покрова на Антарктиде. В конце миоцена (6–7 млн лет назад) Солнечная система, вероятно, выходит из рукава Стрельца, максимально удаляется от экватора, и температура относительно стабилизируется.

Плиоцен – середина второй галактической зимней эпохи

В плиоцене Солнечная система входит в местный пузырь звездного ветра вблизи рукава Ориона, в результате температура опять начинает снижаться, и льдом покрывается Северный Ледовитый океан.

Четвертичный – конечный зимний галактический период

В этот период Солнечная система приближается к экватору галактики и к рукаву Ориона. Температура начинает снижаться с резкими скачками ±4 °С. Именно в это время (2,588 млн лет назад) появляется современный человек.

Плейстоцен – завершение второй галактической зимней эпохи

В плейстоцене завершается вторая зимняя галактическая эпоха, Солнечная система находится в центре местного пузыря звездных ветров. В результате температура на Земле снижается до минимума – минус 8 °С. Всю эпоху человек находится на грани выживания в первобытнообщинном строе. В конце эпохи в Северной Америке происходят катастрофические термоядерные взрывы, образовавшие Гудзонов залив и Великие озера, практически уничтожившие население и многих крупных млекопитающих.

Голоцен – конец второй галактической зимней эпохи

В эту эпоху Солнечная система попадает в местное межзвездное облако (ММО), насыщенное H⁺, в котором будет находиться еще 10–20 тыс. лет. В эту эпоху резко сокращаются термоядерные процессы на Земле, и человечество

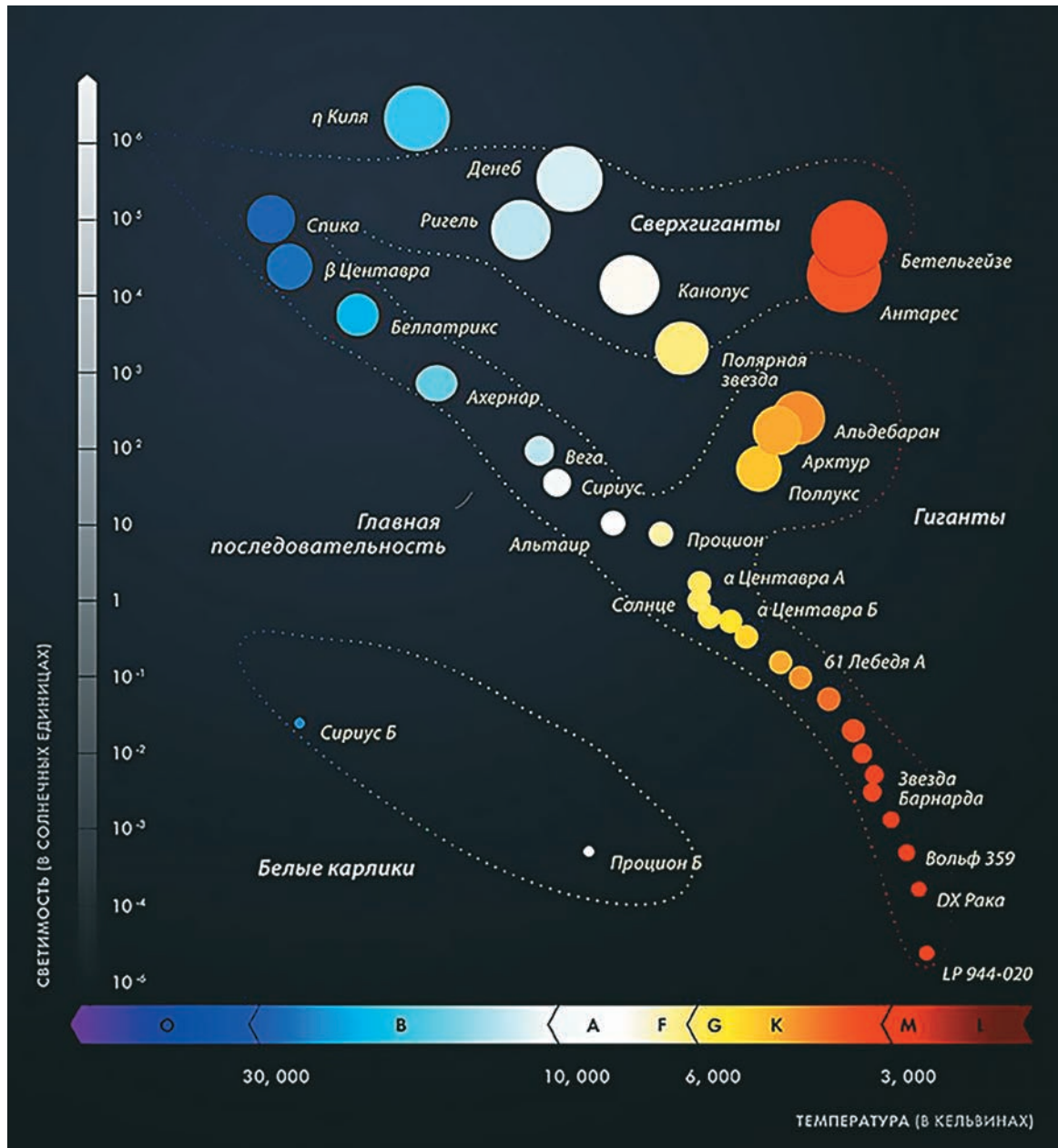


Рис. 9. Диаграмма Герцшпрунга-Рассела с наиболее известными звездами

переходит от каменного века к цивилизациям, но все же менее мощные термоядерные взрывы происходят, уничтожая цивилизации.

Связь антропогенных катастроф с местным пузырем звездных ветров

В 1914 г. русский геолог и стратиграф, академик Санкт-Петербургской Академии наук А.П. Павлов предложил называть четвертичный период – антропогенным (принято IUGS в 2016 г.), который связан не только с появлением человека умелого, высокоразвитого австралопитека или первого представителя рода *Ното* 2,588 млн лет назад, но и с возникновением и развитием новой формы движения материи – социальной.

Группа астрономов из разных стран, включая российских, установили в 2015 г., что только за последние 2 млн лет с Солнечной системой сближалось как минимум 9 звезд. В последние 500 тыс. лет с Землей сближалось три звезды (рис. 8).

Звёздный ветер имеет положительную скорость по направлению от своей звезд или группы звёзд, образуя область объёма или астросферу, которые не имеют форму шара, а как и гелиосфера Солнца, вытянуты с одной стороны и сжаты с другой.

Вероятность периодического попадания Земли под воздействие звездных ветров зависит не только от их концентрации, но и от размеров

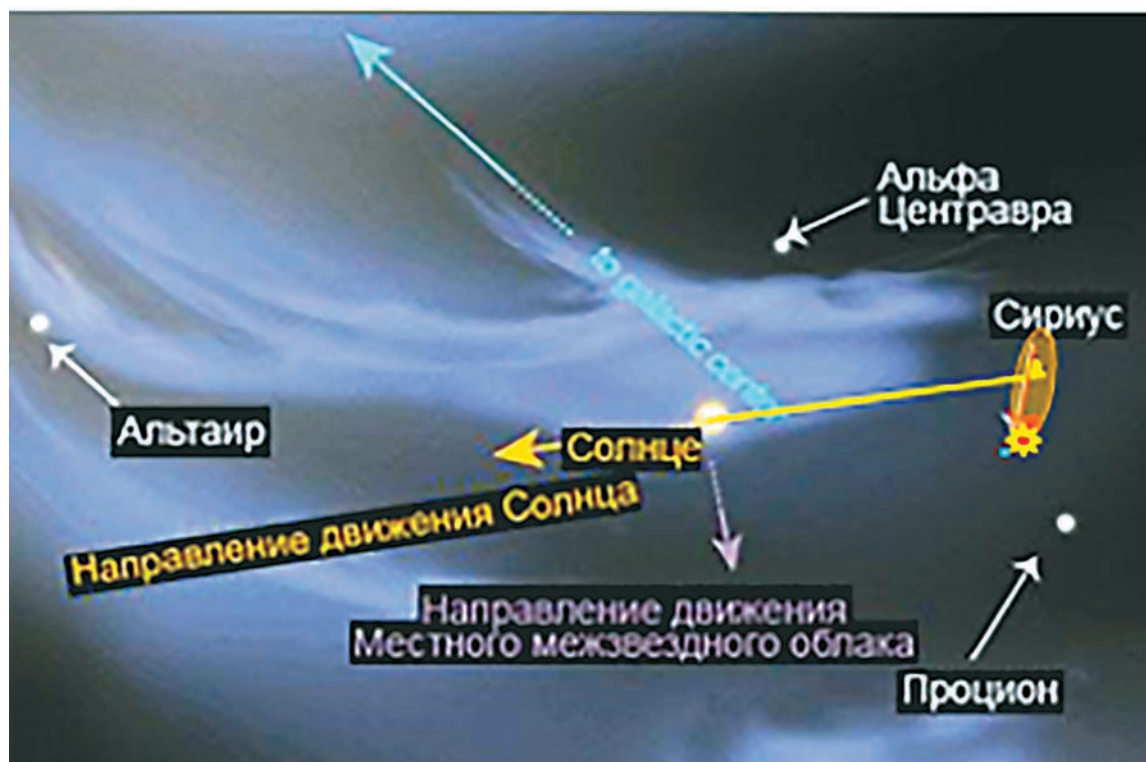


Рис. 10.

Пролет Земли через астросферу Сириуса-А стал причиной геологических и биологических катастроф Северной Америки: красная и желтая точки и стрелки – направление движения Сириуса и Солнца перед позднелидовым оледенением; оранжевый цвет – хвост звездного ветра Сириуса

астросфер, которые в свою очередь зависят от размеров звезд и стадии их эволюционного развития. На диаграмме Герцшпрунга-Рассела 90% всех известных звезд попадают в главную последовательность, в которых происходит горение H звезд различной массы (рис. 9).

Астросферы звезд малой массы, коричневых и красных карликов классов M, K ($0,012-0,8$ масс Солнца, M_{\odot}), имеют размеры, сопоставимые с расстояниями от Солнца до планет, влиять на Землю при пролете мимо Солнечной системы они не могут. Но в этих звездах возникают вспышки, энергетически превышающие средние солнечные в миллион раз.

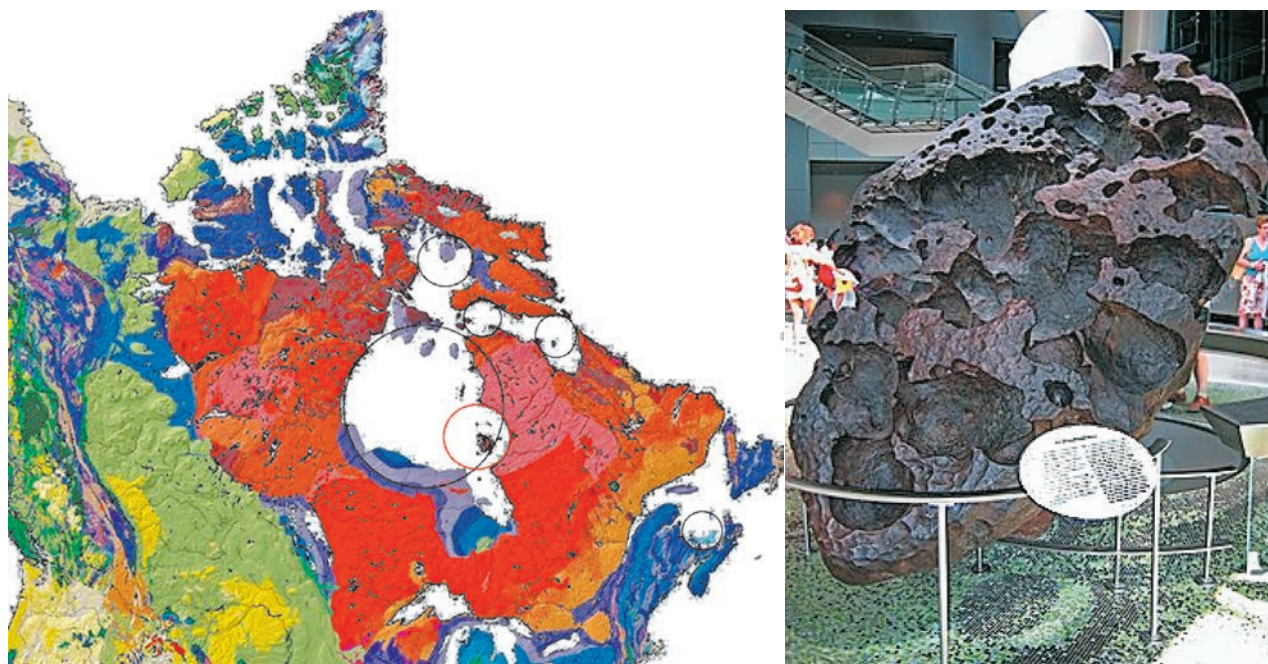
При пролете около 70 тыс. лет назад звездной системы Шольца, состоящей из красного и коричневого карликов общей массой $0,15 M_{\odot}$, на расстоянии $0,8$ св.л. от Солнца, произошло самое мощное за последние 25 млн лет извержение супервулкана Тоба на о. Суматре, излившего около 2800 км^3 магмы. Площадь кальдеры вулкана составила 1775 км^2 . Мощность извержения составила 273 «Царь-бомб». В это же время произошло последнее извержение Йеллоустонского плюма в Северной Америке, действующего в течение 17 млн л.

Эта геологическая катастрофа привела к термоядерной зиме на Земле с понижением годо-

вой температуры по разным оценкам на $1-5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а на третий год на $-15 \text{ }^{\circ}\text{C}$. В результате численность некоторых популяций животных резко сократилась, численность африканского предка человека снизилась со 100 тыс. до 2 тыс. По мнению ученых, это во второй раз приблизило человечество к угрозе исчезновения.

Астросферы звезд средней массы ($0,8-8 M_{\odot}$) – Солнца, Сириуса, α -Центавра (классов G, F, A) характеризуются двумя стадиями горения – термоядерного синтеза.

На первой стадии при горении H астросферы имеют размеры до $n \cdot 10^2$ а.е. Астросфера Солнца (гелиосфера) в головной части достигает $80-100$ а.е., в хвосте – 350 а.е. На границе ударной волны $75-90$ а.е. от Солнца за счет высокой скорости смешивание резко снижается и по расчетам В.Г. Курта [9] в каверне солнечного ветра размером $5 \cdot 10 \cdot 25$ а.е. нейтральный H_2 и He практически отсутствует. В данной каверне постоянно находятся планеты земной группы, притягивая p^+ и e^- . Планеты-гиганты Юпитер, Сатурн и Уран периодически проходят через каверну. При корональных выбросах масс (КВМ) на Солнце в сторону Земли в ядре резко усиливаются термоядерные реакции. При противостоянии Земли с планетами гигантами усиливается притяжение солнечного ветра и КВМ. 30 июня



а)

б)

Рис. 11.

Гранитный Канадский щит и кратеры от термоядерных взрывов образовавшие Гудзонов залив, Великие озера в Северной Америке (а); один из земных метеоритов «Уилламетт», упавший на тихоокеанском побережье США, ставший предметом религиозного культа индейцев (б)

1908 г. – редкий момент, когда Луна и две гигантские планеты Юпитер и Уран, вступили в противостояние [14], а на р. Подкаменная Тунгуска произошел термоядерный взрыв, по мощности сопоставимый со взрывом «Царь-бомбы».

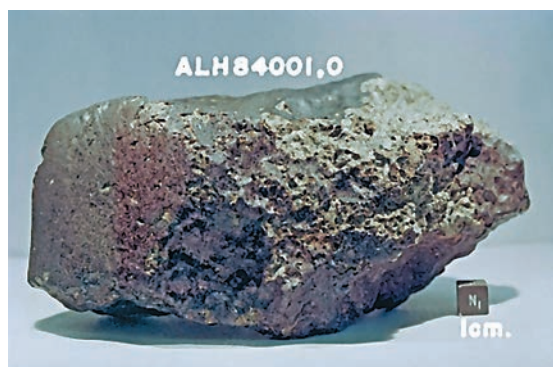
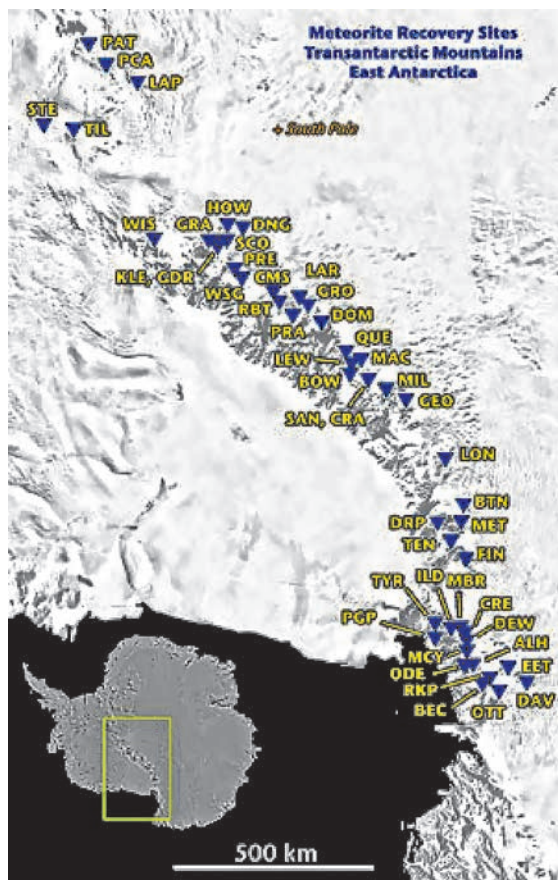
Последняя мощнейшая геологическая и биологическая катастрофа произошла 11,7–12,7 тыс. лет назад. Согласно расчетам (рис. 10), именно в это время Солнечная система пролетела через хвост звездного ветра Сириуса-А, что привело к перенасыщению ядра Земли плазмой, переходу его в критическое состояние и мощнейшим струйным выбросам плазмы в Северной Америке, образованию Гудзонова залива и Великих американских озер с круглыми очертаниями берегов. Диаметр основного кратера составил 443 км.

О падении с неба камней и последовавшем затяжном дожде говорят предания индейцев племени като [2], живших на тихоокеанском побережье в Калифорнии (рис. 11) – после громopodobного треска в океан и на Землю начали падать огромные каменные валуны, убивая людей и животных. Гигантские волны обрушивались на берег, смывая все в океан. Затем полил дождь. Это привело к гибели мамонтов, крупных млекопитающих и значительной части людей на континенте, последовала термоядерная зима со снижением температуры на 20 °С, вызвавшая последнее позднедриасовое оледенение.

На противоположной стороне Земли в Антарктиде, вероятно, в то же время произошел струйный выброс плазмы, образовав второй гигантский кратер («кратер Земли Уилкса») диаметром 500 км и глубиной 848 м и усыпав Антарктиду земными метеоритами. Только в Транс-антарктическом горном хребте обнаружено 45 тыс. метеоритов, а подо льдом их скрывается, по различным оценкам, до 700 тыс. Один из них – «марсианский» метеорит *Allan Hills 84001*, согласно теории, около 15 млн лет назад был выброшен ударом метеорита с поверхности Марса в космос и 13 тыс. лет назад упал на Землю. Но характерной особенностью его является найденные окаменелости бактерий, которые существуют в Земле в районе полюсов (рис. 12).

По данным А.А. Гангнуса (2006), 66 млн лет назад отколовшаяся от Африки идвигающаяся к Евразии Индия являлась антиподом кратера Чиксулуб, в этой связи он считает, что при ударе метеорита сейсмические волны должны были сойтись в точке-антиподе, вызвав там мощное излияние траппов. Но возможно, кратеры Чиксулуб и Шива образовали струйные выбросы, вызванные располагавшимися в этих точках полярными центрами.

На второй стадии эволюционного развития звезд средней массы, когда зажигается *He*, происходит расширение звезд до красных гигантов. Из-за низких температур поверхности



a)

б)

Рис. 12.

Карта основных местонахождений более 45 тыс. земных метеоритов в Трансантарктическом горном хребте (а); «марсианский» метеорит АН 84001 с окаменелостями земных бактерий (б)

(около 3000–5000 °С) выбрасываемый наружный слой p^* и e^* практически сразу остывает, переходит в H^* и H_2^* , образуя газопылевой ветер.

Боле того, газопылевой ветер образует огромные межзвездные облака, значительно ослабляющие воздействие плазменных ветров на космические тела.

Сейчас Солнечная система находится в Местном межзвездном облаке (ММО), также состоящем из газа и пыли, вероятно, образованном красным гигантом Сириусом-В. Именно вхождение в ММО 13,9 тыс. лет назад привело к снижению термоядерных процессов и резкому потеплению на 20 °С (рис. 13).

Глобальное аллерёдское потепление климата повлекло за собой миграцию шерстистых мамонтов, способных жить в условиях термоядерной зимы, на север, сокращению их ареала обитания и численности (рис. 14).

На завершающей фазе выгорания He начинаются тепловые пульсации, вокруг звезды образуются протопланетарные туманности (ППТ). Температура поверхности звезды достигает 5000 °С,

и после выгорания He во внешней оболочке гиганта опять зажигается H , увеличивая He -оболочку, которая периодически воспламеняется с взрывами и выбросами огромных масс. Начинается пульсация красного гиганта, внутренняя часть которого ионизируется, а внешняя переходит из сферической формы в биполярные туманности.

Уникальной по форме ППТ является Красный Прямоугольник, открытый в 1973 г. Внутри туманности находится тесная пара красных гигантов с температурой 7500 °С, вокруг которых формируется небольшая область звездного ветра p^* и e^* , а в лучевой области обнаружены органические молекулы – полициклические ароматические УВ. Хорошо различимые «ступеньки» отражают периодичность выброса вещества из двухзвездной системы. Возникающие пульсации могут привести к потере 50–70% массы звезды и образованию неионизированной околозвездной оболочки радиусом до 30 св. лет (рис. 15).

Считается, что Сириус-В при рождении (228 млн лет назад) имел массу $5 M_{\odot}$. Через 124 млн лет он взорвался и сбросил остаточные



Рис. 13.

Вхождение Земли в ММО явилось основной причиной повышения температуры на 20 °С и перехода человечества из каменного века к цивилизациям

внешние оболочки, а оставшиеся ядро, состоящие из C-O-плазмы, стало белым карликом. Однако возраст Сириуса-В оспаривался на основании свидетельств о красном цвете этой звезды древних астрономов.

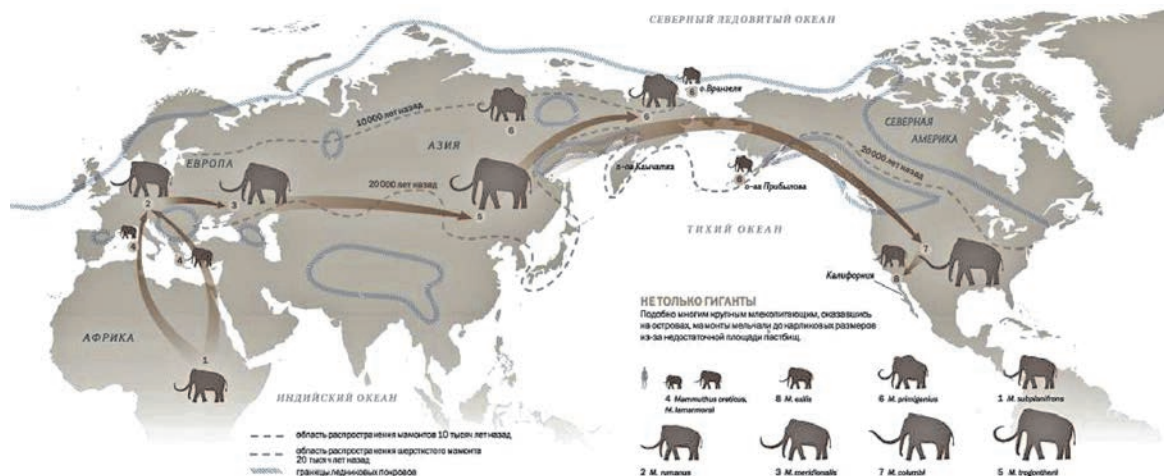
В подтверждение этой гипотезы на шумерских рисунках (6–2 тыс. до н.э.), возможно, изображены Солнце, Луна и сопоставимые в то время по яркости Сириусы А и В. Одним из подтверждений свидетельств древних астрономов может служить установленный факт: темп изменения 15 He-вспышек звезды массой 2M_☉ за

3 млн лет совпадает с темпом похолоданий в голоценовую эпоху за 7 тыс. лет на о. Гренландия (рис. 16). Причиной похолоданий являлась ударные волны из p^+ и e^- , которые достигали Земли, перенасыщали ядро и усиливали термоядерные процессы на поверхности.

За период существования шумерской цивилизации по данной модели могло быть зафиксировано до 8 He-вспышек красного гиганта Сириуса-В, что также было отражено на многих шумерских рисунках в виде звезды с символическими крыльями.

Рис. 14.

Резкое потепление климата на Земле 15 тыс. лет назад явилось основной причиной сокращения ареала обитания мамонтов, способных жить в условиях термоядерной зимы, и затем к их гибели (границы обитания: пунктир нижний – 20 тыс. лет назад, верхний – 10 тыс. лет назад)



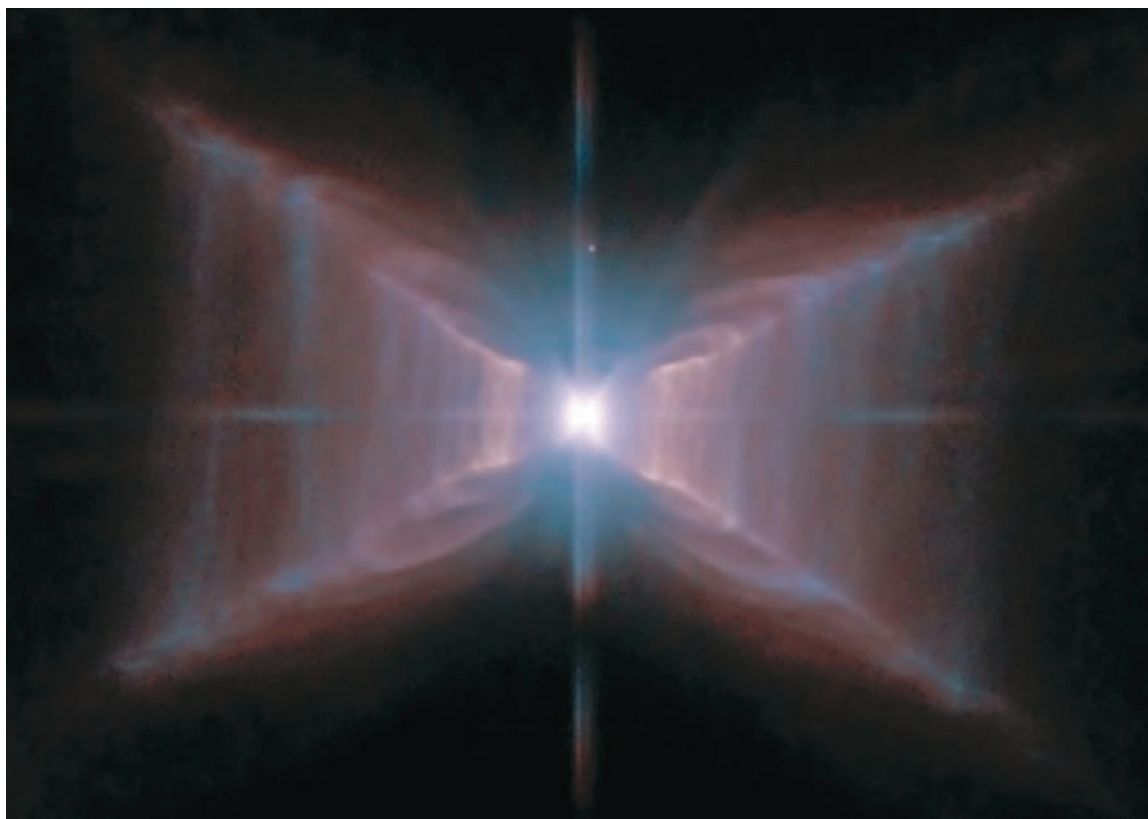


Рис. 15.

Протопланетарная туманность Красный Прямоугольник, образованная двумя красными гигантами, выбрасывающими ветер p^+ и e^- (синий цвет), которые рекомбинируются в H^+ и соединяются с C^{+} , образуют неорганические УВ (розовый цвет)

Первая *He*-вспышка Сириуса-В произошла 6,2 тыс. до н.э., когда Земля находилась на расстоянии 2,5 св. лет, вызвала извержения стратовулкана Хасандаг и вулканического поля Карапынар (Турция) и стала причиной самого сурового глобального похолодания голоцена на -3°C , что привело к исчезновению ряда ранних неолитических культур. По равнинам Тигра и Евфрата началась миграция населения с севера на юг. Кипр был покинут на 1,5 тыс. лет. В Тель-Саби-Абьяде (Сирия) был обнаружен обширный неолитический некрополь с десятками тел взрослых и детей, найденными в разнообразных положениях, что позволяет предположить о катастрофической гибели людей.

Вторая *He*-вспышка произошла через 1 тыс. лет. В это время, по мнению американских геологов Уильяма Райана и Уолтера Питмена (1996), произошел Всемирный потоп на Черном море, связанный, очевидно, с выбросом H_2 , который, соединяясь с кислородом, образовал гремучую смесь и воду.

В дальнейшем, до 3 тыс. лет до н.э., произошло еще четыре *He*-вспышки. В этот период на основании анализа Y-хромосом учёные Стэнфордского университета обнаружили, что человеческая популяция прошла через очередное «бутылочное горлышко», оказавшись на грани

вымирания. По их гипотезе, в это время генетическое разнообразие мужчин сократилось из-за того, что успешными в репродуктивном плане стали небольшие группы социально привилегированных мужчин и их сыновей, но нельзя исключать и воздействие термоядерных процессов.

5, 9 и 14 *He*-вспышке по модели совпадают с тремя циклами Бонда, сопровождавшимися вековыми засухами – 3,9, 2,2 и 0,8 тыс. лет до н.э., т.е. в эти времена также происходила постепенная термоядерная активизация ядра Земли, которая способствовала дополнительному разогреву ее поверхности, что вызывало засухи. Засуха 3,9 тыс. лет до н.э. превратила «зеленую» Сахару в пустыню, вызвала миграцию населения из центральной Северной Африки в долину Нила, что привело к образованию цивилизации Древнего Египта. Затем засуха 2,2 тыс. лет до н.э. способствовала падению двух цивилизаций Древнего Египта и Аккадской империи в Месопотамии.

На графике температур отмечается два крупных минимума (2,8 и 2,0 тыс. лет до н.э.), не совпадающих с *He*-вспышками Сириуса-В, но и в это время происходят термоядерные взрывы. Так, 2 тыс. лет до н.э., по исследовани-

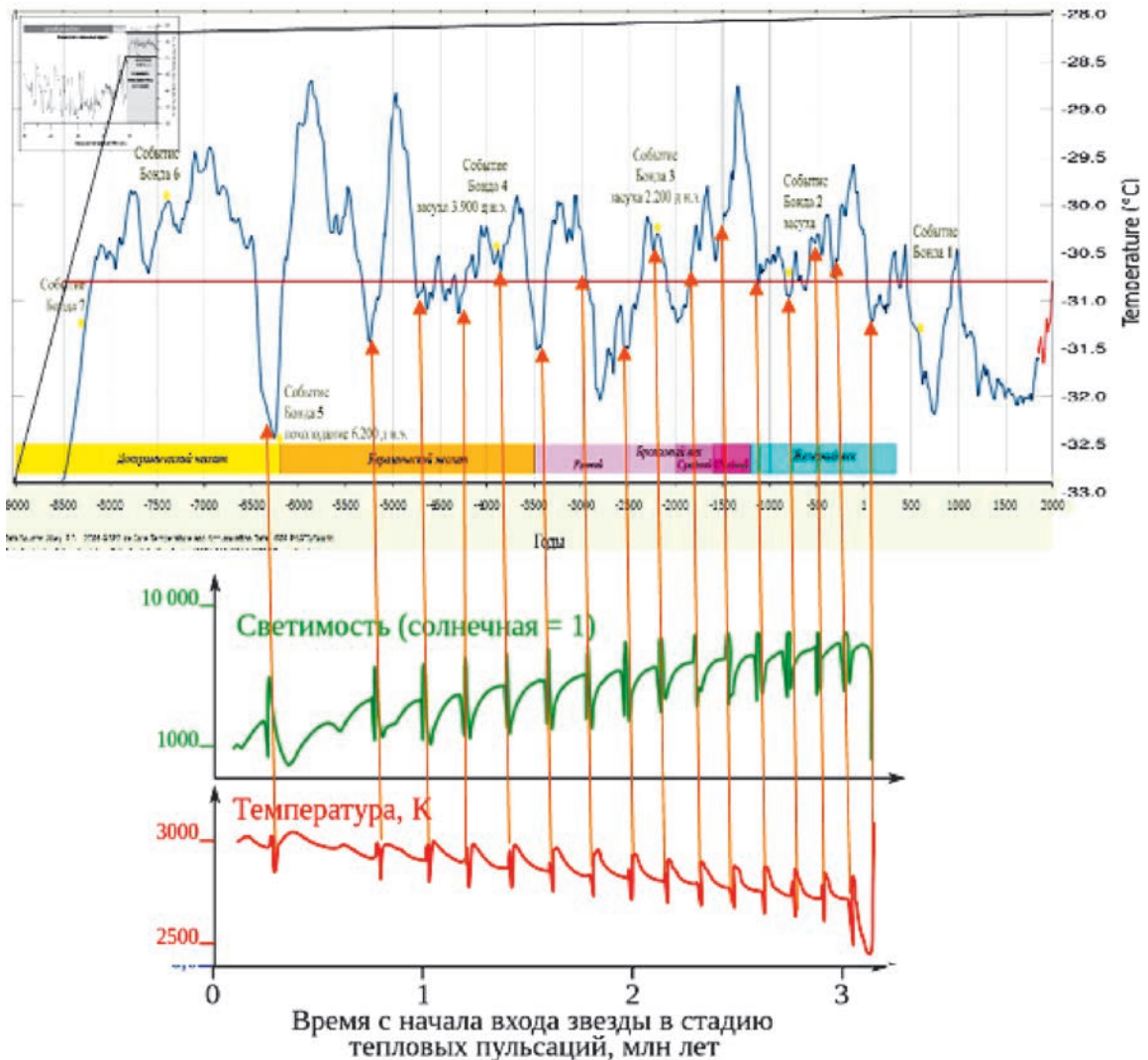


Рис. 16.
Модель взаимосвязи тепловых He-пульсаций красного гиганта Сириуса-B и изменений температур на о. Гренландии в голоцене

ям Д. Девенпортом и Э. Винченти, произошла катастрофа, уничтожившая древний город Махенджо-Даро Индской цивилизации, внезапная смерть жителей которого ничем, кроме ядерного взрыва, не объяснима.

Вполне возможно, не случайно, согласно греческой Хронике Евсевия, в 1961 г. до н.э. на острове Крит родился Зевс – главный и самый сильный из богов-олимпийцев, который мыслился «огнём», «горячей субстанцией», обитал в эфире – по сути, олицетворял термоядерные взрывы. Подобным образом можно истолковать и фигуру Посейдона, увидев ее олицетворением извержения стратовулкана Этна и других термоядерных процессов, вызывавших землетрясения на суше и цунами на море.

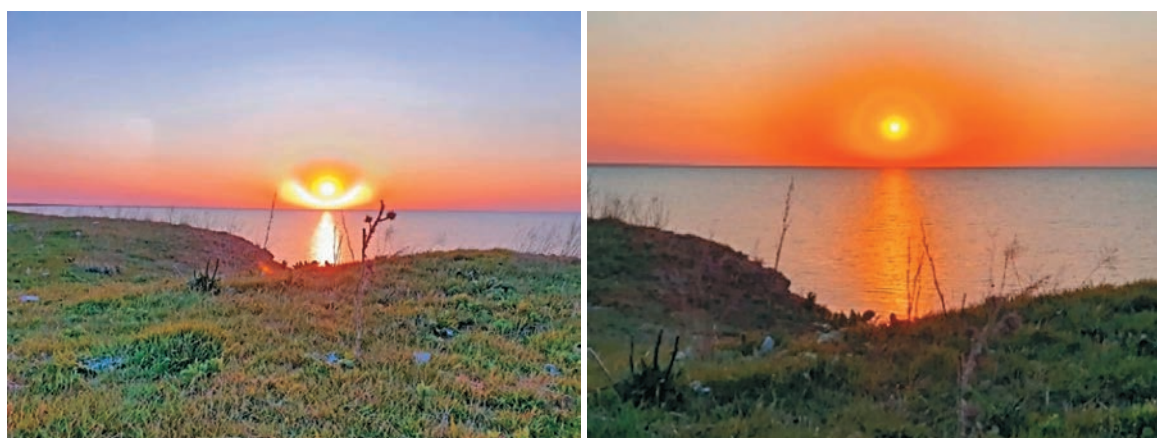
По той же логике, Аид («невидимый», греч.) – верховный бог подземного царства мертвых и теней, был олицетворением гибели поселений после

термоядерных взрывов и лучевой болезни (характерный результат мутации, вызванной радиацией, – его трехглавый спутник Цербер). В населяющих царство Аида «тенях» угадывается аналогия с оставшимися на стенах зданий «тенях» жертв атомного взрыва в Хиросиме.

Причиной образования «несириусных» термоядерных взрывов, вероятно, были корональные выбросы масс Солнцем в сторону Земли. Одна из таких мощнейших вспышек на Солнце, произошедшая в 1546 году до н.э., описана, судя по всему, в мифе о Фэтоне, которого сразил молнией Зевс. Многочисленные в то время пожары в Фессалии и Малой Азии – следствие усилившихся термоядерных процессов в ядре Земли, а затем и термоядерных взрывов, после которых начался Девкалионов потоп (согласно мифологии, вызванный по воле того же Зевса).



Корональный выброс масс на Солнце 12–13 марта 2016 г. и восход Солнца над британским графством Корнуолл 18 марта 2016 г. Фото Я. Уорта



Восход Солнца над Азовским морем 12 апреля 2020 г.. Фото А. Стрюкова

Рис. 17.

«Вдруг предстал им Ангел Господень, и слава Господня осияла их» – возможно, приблизительно так увидели виффлеемские пастухи начала взрыва красного гиганта Сириуса-В

В 1150 г. до н.э. температура резко понизилась на -2°C . В надписи, сделанной в 1070 г. до н.э. на монументе ассирийского царя Тиглатпаласара I, сказано: «В дни холода, мороза, льда, в дни появления звезды Стрела (Сириус), которая огненно-красная, как медь...». В это время Сириус-В находился уже на расстоянии 6,3 св. лет от Земли, ударная волна и тепловое излучение от *He*-вспышки дошли до Земли через 130–140 лет. Увидевшие саму вспышку египтяне (во время правления фараона Сити I, 1290–1279 г. до н.э.) положили в основу мифа о богине Исиде (олицетворявшей не Сириус-А как принято считать, а красный гигант Сириус-В), обращенной в птицу Хат, крыльями закрывшую убитого мужа, бога Осириса – вспышка Сириуса-В закрыла созвездие Ориона.

В это время происходят катастрофические изменения в общественном укладе Древней Греции, утрачиваются многие производственные и культурные традиции, письменность, разрушаются крупные цивилизации и многие города, возрождаются родоплеменные отношения. Считается, что «темные века» начались в Древней Греции с вторжением дорийцев, разграбивших и разрушивших микенскую цивилизацию.

Но удивительно, что не разграблены сокровища царских гробниц Микен, камни строения домов и стен оплавлены, в разрушенных городах отсутствует оружие нападавших. В то же время возник миф о гигантомахии – битве гигантов с олимпийскими богами во главе с Зевсом. В реальности в это время в Греции усилились термоядерные процессы, Микены были разрушены и уничтожены природными термоядерными взрывами, а затем занесены осадками, принесенными мощными ливневыми потоками. Дорийцы заняли опустошенные земли.

Вполне вероятно, что основной причиной схожести древнегреческой и древнеримской мифологий является олицетворение природных термоядерных процессов *He* случайно Зевс в Древнем Риме соответствует главному богу Юпитеру, в Киевской Руси ему соответствовал бог-громовержец Перун, аналогичные боги были в балтийской мифологии.

Последний *He*-взрыв полностью сбросил остаточную *He-H*-плазменную оболочку Сириуса-В и уже вначале нашей эры первая ударная волна и тепловое излучение достигли Земли, активизировав термоядерные процессы

и понизив температуру на 1,5 °С. В 64 г. излучение звезды вызвало Великий пожар Рима, причину которого приписывали императору Нерону. В 79 г. произошло извержение вулкана Везувия мощностью 26,5 «Царь-бомб», унесшее жизни 16 тыс. человек, а в 122 г. на о. Сицилия произошло особо мощное извержение вулкана Этна.

Возможность того, что звездная эволюция Сириуса-В завершилась в начале нового тысячелетия, была отвергнута астрономами на основании того, что отсутствуют свидетельства его взрыва, хотя звезда находилась на расстоянии всего 7,1 св. лет. В то же время, самый первый зафиксированный взрыв, образовавшаяся в результате которого туманность получила название Крабовидной, был зафиксирован 4 августа 1054 г. арабами, китайцами и японцами, хотя произошел на расстоянии 6500 ± 1600 св. лет от Земли.

По расчетам советского астронома профессора Д.Я. Мартынова [10] при взрыве Сириуса-В блеск вспышки должен был достигнуть блеска Луны, она была бы «видна без труда и днем и, может быть, год-два». Основные характеристики взрыва подтверждаются описанием Вифлеемской звезды Феофилактом Болгарским (1055–1107 гг.): «...поелику волхвы занимались наукою о звездах, то Господь и привел их этим, для них знакомым знаком... А что звезда была сила ангельская, видно из того, что она яр-

ко светила днем, шла, когда шли волхвы, сияла, когда не шли они». По разным оценкам, волхвы шли и видели протопланетную туманность – Вифлеемскую звезду – около года, а с учетом подготовки каравана – до двух лет.

После прихода в Иерусалим, появившийся луч Вифлеемской звезды указал волхвам дорогу в направлении на север, в Назарет. Возможность образования плазменных струй и дисков у белых карликов и нейтронных звезд была предсказана П.А. Беспаловым и В.В. Железняковым (1990) и подтверждена зафиксированным выбросом плазмы, исходящей из нейтронной звезды в Крабовидной туманности. Реально, волхвы увидели свет взрыва Сириуса-В, дошедшего до Земли через 7,1 световых года. По свидетельству, сохранившемуся в Евангелии от Луки (2:9), пастухам «предстал Ангел Господень, и слава Господня осияла их». Аналогичные «ангелы» возникают и после коронарных выбросов масс на Солнце (рис. 17).

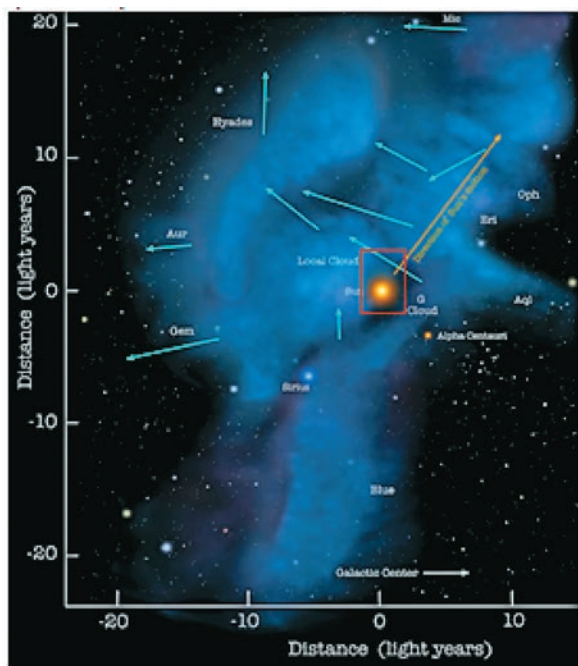
После взрывов красных гигантов при температуре 30 000 °С происходит ионизация атомов сбрасываемых внешних оболочек, что заставляет протопланетные туманности светиться. Такие туманности p^+ и e^- получили название планетарных туманностей (ПТ). Термин был предложен У. Гершелем в 1784 г. из-за сходства первой, открытой ПТ «Гантель» с дис-

а)

б)

Рис. 18.

Местное межзвездное облако (синий цвет), внутри над Сириусом – темный цвет и ниже слева от Сириуса – БПТ Вифлеемская звезда (а); БПТ Черная Вдова (б). Красный прямоугольник – участок исследования спутника Small Explorer IBEX (см. рис. 45)



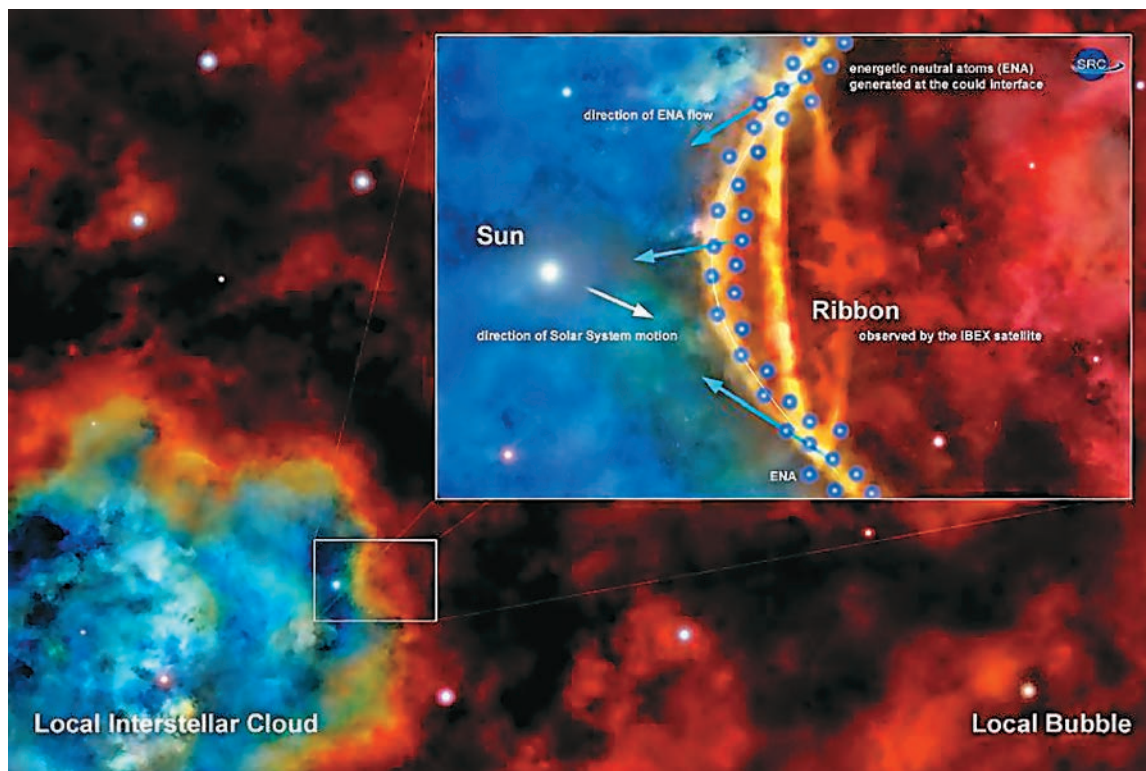


Рис. 19.

По исследованиям спутника *Small Explorer IBEX*, в следующем столетии Земля войдет в БПТ «Вифлеемская звезда» и начнется Малый ледниковый период со снижением температуры на 1–2 °С

ком планеты Уран. Размер их достигает до 5,7 световых лет.

По данным Д.Я. Мартынова [10], при взрыве красных гигантов в 90% случаев образуются сферические ПТ, расширяющиеся со скоростью 20–40 км/с. Не увидеть туманность диаметром в 1 св. год с расстояния 8,6 св.л. просто невозможно. По гипотезе С.М. Брюшинкина [34], взрыв красного гиганта Сириуса-В привел к образованию биполярной планетарной туманности размером более 30 св. л., схожей с БПТ Черная Вдова. Мы не видим ее, поскольку сейчас находимся рядом с внутренней ее границей (рис. 18). При этом скорость ее расширения составляет 2250 км/сек. Соответственно, именно эта БПТ и была Вифлеемской звездой.

Сейчас Солнечная система находится в Местном межзвездном облаке с температурой 6000 °С. Согласно результатам исследований спутника *NASA Small Explorer IBEX*, в следующем столетии Солнечная система достигнет окружающего Местного пузыря звёздного ветра с температурой около 1 млн °С (рис. 19).

На карте ММО видно, что Солнечная система войдет в БПТ Вифлеемская звезда. В любом случае это вызовет усиление термоядерных реакций в ядре Земли и на ее поверхности, что вновь приведет к похолоданию и Малому ледниковому периоду.

Астросферы массивных звезд (классы В, О) массой 8–315 M_{\odot} и радиусом до 36 радиусов Солнца $-R_{\odot}$ (0,2 а.е.) имеют температуру на поверхности выше 30 000 °С. **На первой стадии** при горении H они имеют максимальные пузыри звездных ветров и достигают нескольких световых лет. Из-за большой массы эти звезды быстро сжигают H : при 8–10 M_{\odot} – за нескольких сот миллионов лет; при 10–20 M_{\odot} – за несколько миллионов лет, что сопоставимо с геологической эпохой.

На длящейся менее 300 000 лет **второй стадии** при горении He образуются ядра C , N , O . Спектр этих звезд впервые изучили французские астрономы Вольф и Райе, в честь которых они и были названы. Звездный ветер вначале состоит в основном из p^+ и e^- истекающих из внешней оставшейся H -оболочки звезды, образуя эмиссионную туманность Вольфа-Райе и снижая свою массу с 30–40 M_{\odot} до 10 M_{\odot} . Затем содержание p^+ и e^- падает, но за счет того, что эти звезды характеризуются сильным ветром (более 2000 км/с) и очень высокой температурой (от 25 000 до 200 000 °С) в зоне ударной волны происходит нагревание межзвёздного газа, состоящего в основном из H^+ и H_2 , также образуются p^+ и e^- . Астросфера менее горячих звёзд (например, Солнца) мало нагревает межзвёздный газ.

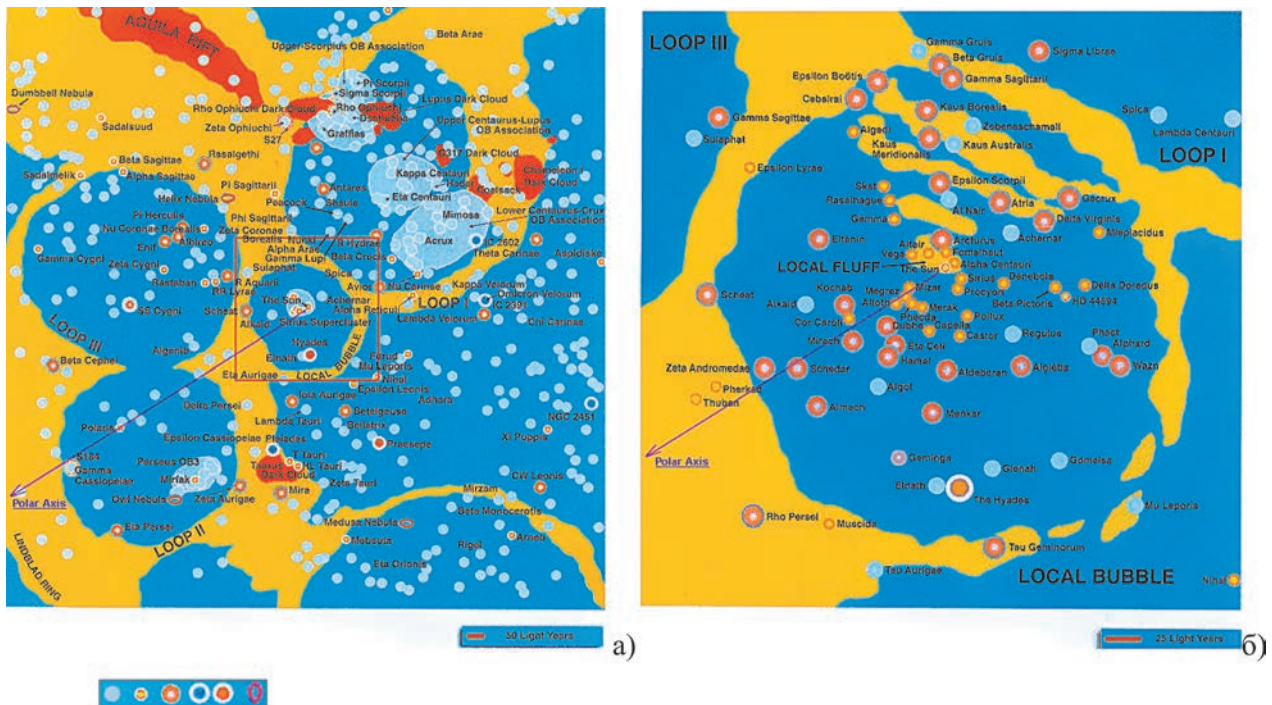


Рис. 20. Местный пузырь диаметром 300 св. лет (красный квадрат) звездных ветров p^+ и e^- , в который Земля вошла 5–10 млн лет назад (а); в его центре находится местное межзвездное облако диаметром 30 св. лет с Солнечной системой (красная стрелка) (б); звезды, слева-направо – спектральных классов O и B, классов A, F и G, классов K и M, скопления звезд двух классов, планетарная туманность. Синий фон – звездный ветер p^+ и e^- , оранжевый фон – межзвездные облака H^+ , красный фон – облака H_2

На финальной стадии эволюции массивных звезд в течение нескольких лет горения ядер C, N, O образуются ядра Si и в течении суток – ядра Fe. После чего происходит их гравитационный коллапс и взрыв. В результате скорость выбрасываемого из внешних слоёв звезды вещества возрастает до 3000 км/с, межзвездный газ превращается в горячую плазму p^+ и e^- с температурой порядка 10 млн °C. Ударная волна взрыва Сириуса-B, вероятно, достигла Земли в 535–536 гг., активизировав ядро Земли, что явилось причиной мощнейших извержений вулканов Кракатау, Тавурвур, Илопанго, Рабаул, Эль-Чичон, Эдзиза, Аниакчак и Моно-Инью. В результате наступила вулканическая зима с понижением температуры на 1, 5 °C, и в течении 1,5 лет – вулканическая ночь. Византийский епископ Иоанн Эфесский так описывал этот период в «Истории войн 530–553 гг.»: «Это был знак Солнца, подобного которому никогда раньше не видели и не сообщали. Солнце потемнело, и его темнота длилась восемнадцать месяцев. Каждый день он сиял около четырех часов, и все же этот свет был лишь слабой тенью. Все заявляли, что Солнце никогда больше не восстановит свой полный свет».

Спустя 5 лет началась мировая эпидемия Юстиниановой чумы. До середины VIII в. чума в виде отдельных вспышек и эпидемий охва-

тила почти всю территорию цивилизованного мира того времени и унесла 91 млн жизней – половину населения Европы. По исследованиям американского микробиолога Уиндхема Лэтема и его коллег, вызывающая чуму бактерия *Yersinia pestis* случайно мутировала из относительно безвредного микроорганизма в смертельно опасную бациллу, легочную чуму. По их мнению, бактерия *Yersinia pestis* позаимствовала чумную палочку у другого микроба из-за горизонтального обмена генами. Вероятность случайной мутации увеличилась за счет усиления радиационных процессов на Земле.

Ассоциации звезд классов O и B образуют сверхпузыри, достигающие в размерах несколько сот световых лет. Энергия от взрывов этих звезд разогревает вещество сверхпузырей до температур порядка 1 млн °C.

Около 5 млн лет назад Солнечная система вошла в Местный пузырь звездного ветра H -плазмы рядом с галактическим рукавом Ориона. В это время на Земле начинается плиоценовая эпоха неогенового периода (5,3–2,6 млн лет назад) с резким похолоданием на 10 °C (рис. 20).

Самый большой суперпузырь (№ 44) зафиксирован в карликовой галактике Большое Магелланово Облако, спутнике Млечного Пути, он имеет размер 2000 св. лет. По расчетам ученых,

через 4 млрд лет Млечный Путь «поглотит» Большое и Малое Магеллановы Облака, а через 5 млрд лет сам будет поглощён Туманностью Андромеды. К тому времени Солнце превратится в красный гигант.

В **спиральных рукавах** содержится в два раза больше молодых звезд, для них характерен дефицит старых звезд, множество звездных скоплений и значительные массы пыли и газа. Сейчас Солнечная система находится вблизи внутреннего края незначительного по размерам рукава Ориона-Лебедя. Рукав имеет длину 11000 св. лет, толщину 3500 св. лет, в поперечнике – 2000 св. лет, поэтому его называют также Местным рукавом, Отрогом Ориона, Шпорой Ориона.

Таким образом, вероятность воздействия звездных ветров r^+ и e^- на Землю имеет место для звезд главной последовательности на начальной стадии эволюции при горении H и для звезд на финальной стадии эволюции и при их взрыве, но по времени все эти звезды действуют относительно короткое время. Звезды малой и средней массы – из-за незначительных размеров астросфер, а массивные звезды – из-за относительно небольшого времени их существования. Длительное воздействие звездных ветров на Землю возможно только в скоплениях массивных звезд, которые в основном находятся в галактических рукавах.

Выводы

Рассмотрение причин геологических и биологических катастроф в истории Земли с точки зрения пролета Солнечной системы через звездные ветра r^+ и e^- , в отличие от существующей гипотезы воздействий струйных потоков в галактических рукавах, насыщенных газопылевым веществом, кометами, астероидами, объясняет не только их периодическое повторение, равное галактическому году и его периодам (зима, весна, лето, осень), которые приблизительно соответствуют геологическим периодам развития органического мира (расцвету, господству, закату и гибели), но и геологические эпохам, которые также приблизительно соответствуют галактическим эпохам пересечения экватора, максимально насыщенного r^+ и e^- .

Самые глобальные геологические и биологические катастрофы происходили при пролете Солнечной системы через галактический рукав Щита-Центавра – с внешней стороны в начале галактической осени (кризис карбоновых лесов, гибель динозавров); и с внутренней стороны – в начале галактической зимы (Великое пермь-триасовое вымирание, глобальный кризис кайнозоя – эоцен-олигоценное вымирание).

В целом развитие жизни на Земле происходит революционно-эволюционно. В галактическую осень и зиму происходят резкие революционные изменения в результате термоядерных взрывов, сопровождающихся гибелью значительной части биологического мира, но за счет мутаций возникают новые виды, более устойчивые к суровым условиям жизни. В дальнейшем они эволюционируют во время галактической весны и лета. Возникшее качество переходит в количество.

Именно в результате мутационных изменений (а не эволюции) в кайнозойскую эру произошел революционный скачек развития человека, но в антропогенную эпоху человечество постоянно находилось на грани выживания из-за нахождения Земли в местном пузыре звездных ветров r^+ и e^- . Только перед голоценовой эпохой (15 тыс. лет назад) Солнечная система влетела в Местное межзвездное облако, состоящее из H^+ , созданное красным гигантом Сириус-В, что способствовало прекращению термоядерной зимы, расселению человека по Северной Америке, одновременному сокращению ареала обитания мамонтов. Через 1,5 тыс. лет Солнечная система влетела в хвост звездного ветра r^+ и e^- Сириуса-А, что, вероятно, стало основной причиной мощнейших термоядерных струйных выбросов плазмы в северной Америке и Антарктиде и окончательной гибели мамонтов. После этой катастрофы наступило потепление, и человечество перешло от первобытнообщинного строя к современным цивилизациям, хотя периодические пульсации красного гиганта Сириуса-В приводили к гибели цивилизаций (Шумерской, Греческой, Индской), находившихся на стыке тектонических плит. После взрыва Сириуса-В началась частичная ионизация H^+ в ММО, следствием которой стала термоядерная зима 535–536 гг., Великое переселение, чума и гибель Римской империи.

В течение XIV–XIX вв. Земля попала под воздействие планетарной туманности «Вифлеемская звезда», что привело к Малому ледниковому периоду. Самой известной и неизученной геологической и биологической катастрофой перед извержением самого мощного вулкана голоцена Тамбора явилось Наполеоновское нашествие. Только при наступлении из-за жары и урагана в армии Наполеона небоевые потери составили около 200 тыс. человек. Споры идут и о причинах пожара Москвы, гибели за 39 дней пребывания в Москве более 12,6 тыс. лошадей и 25 тыс. человек. Как утверждал участник тех событий Д.В. Денисов, «не одна стужа расстроила и истребила французскую армию, потому что

второй и девятый корпуса сохранили совершенный порядок, невзирая на претерпение такой же стужи, как и главная армия». Объяснением этих катастрофических фактов является активизация дегазации радиоактивной *He-H*-плазмы через стык древних рифтов, что стало основной причиной пожара в Москве и гибели людей и лошадей в ней от лучевой болезни. Характерные симптомы лучевой болезни, названной им «военной чумой», приводит в своих воспоминаниях немецкий врач Генрих Роос, перенесший ее в числе прочих [7].

В этом столетии Земля будет находиться в ММО, что может привести к таянию льда не только в Северно-Ледовитом океане, но и в Антарктиде. В следующем столетии Земля опять подвергнется воздействию ветра ионизированной планетарной туманностью «Вифлеемская звезда» и наступит очередной Малый ледниковый период.

Через 10–20 тыс. лет Солнечная система выйдет из ММО в Местный пузырь звездного ветра, и на Земле вновь наступит ледниковый период, температура снизится летом на 5 °С, зимой – на 13 °С. Льдом вновь покроются северные части Европы и Северной Америки. Глобальные катастрофические последствия, сопоставимые с воздействием Сириуса-А, произойдут через 1,35 млн лет. В это время на расстоянии 0,2 св. года от Солнца, в Поясе Оорта, пролетит звезда Глизе 710. Через 6,6 млн лет Солнечная система,

хотя и выйдет из экватора галактики, но войдет в Пояс Гульда, что опять усилит геологические процессы Земли.

В целом Земля будет находиться в третьей эпохе галактической зимы еще 11 млн лет, этот период будет сопровождаться термоядерными геологическими и биологическими катастрофами, глобальными оледенениями, гибелью растительного и животного мира, его многочисленными мутациями с появлением новых революционных более устойчивых форм жизни.

Таким образом, в подтверждение идеи В.И. Вернадского, внепланетной причиной геологических и биологических катастроф в истории Земли являются звездные ветры p^+ и e^- галактики Млечный Путь, в которой вращается наша Солнечная система. Следствием влияния звездных ветров после их поглощения Землей (сопровождаемого полярными сияниями) является интенсификация термоядерных реакций во внешнем *H*-плазменном ядре и геологических процессов. При входе в критический режим термоядерных процессов из ядра начинается интенсивно выбрасываться плазма в виде вихревых токов Фуко, вызывая на поверхности Земли засухи, пожары, термоядерные взрывы и наводнения. Причина возникновения взрывов не ясна, суть этого явления, вероятно, аналогична проблеме нагрева солнечной короны с 5500 °С у поверхности Солнца до 2 млн °С через 70 000 км. **■**

Литература

1. Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: ЛИБРОКОМ. 2010. 544 с.
2. Баренбаум А.А. О причинах двух наиболее значимых событий голоцена. Квартер во всем его многообразии. Материалы VII Всероссийского совещания по изучению четвертичного периода. В 2 т. Апатиты. СПб. 2011. Т. 1. С. 54–57.
3. Брюшинкин С.М. Мистерия Сириуса как цикл земных катастроф. М.: Амрита. 2009. 160 с.
4. Брюшинкин С.М. Мистерия Сириуса в свете легенд о царях птиц. М.: Амрита. 2008. 176 с.
5. Богоявленская О.В. Органический мир и палеогеография палеозоя. Екатеринбург: УГГА. 2002. 43 с.
6. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М., 1965. 376 с.
7. Генрих Роос. С Наполеоном в Россию. М.: Наследие. 2003. 208 с.
8. Колясников Ю.А. Наноминералогия воды и биосферные процессы. Магадан: СВНЦ ДВО РАН. 2000. 64 с.
9. Колясников Ю.А. Становление новых концепций в естественных науках / Идея развития в геологии: Вещественный и структурные аспекты. Новосибирск: Наука. 1990. С. 233–243.
10. Курт В.Г. Солнце и межзвездная среда // Соросовский образовательный журнал. 1999. № 1. С. 61–66.
11. Мартынов Д.Я. Красный Сириус // Земля и Вселенная. 1976. № 1. С. 36–40.
12. Мирошниченко Л.И. Физика Солнца и солнечно-земных связей. М.: Университетская книга. 2011. 174 с.
13. Неручев С.Г. Уран и Жизнь в истории Земли. Л.: Недра. 1982. 208 с.
14. Неручев С.Г. Эпохи радиоактивности на поверхности Земли и их влияние на развитие органического мира // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2. С. 1–26.
15. Ретеюма А.Ю. Астрогеография Тунгусского феномена. Международная научная конференция «Проблемы и гипотезы изучения Тунгусского феномена». Красноярск. 2018.
16. Трушкин В.В. Солнечная модель состава ядра и нижней мантии Земли // Геология и недропользование. 2023. № 1(11). С. 144–164.
17. Трушкин В.В. Зарождение механизма пульсирующей Земли // Геология и недропользование. 2023. № 3(13). С. 198–207.
18. Фэйстоун З., Уэст А., Уэрвик-Смит С. Цикл космических катастроф / Катаклизмы в истории цивилизации. М.: Вече. 2008. 480 с.
19. Чижевский А.Л. Земное эхо солнечных бурь. М.: Мысль. 1976. 368 с.
20. Шкловский И.С. Звёзды: их рождение, жизнь и смерть. М.: Наука. 1984. 384 с.
21. Яницкий И.Н. К тайне Всемирного потопа. Физика и механизмы процесса. М.: ГЕЛИОС. 2000. 118 с.

V.V. Trushkin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Member of the Eurasian Union of Experts on Subsoil Use, vvtrushkin@mail.ru
181 Lenskaya str., 14, Tomsk, 634027, Russia.

Galactic Reasons for the Periodicity of Geological and Biological Catastrophes in the History of the Earth

Abstract. From the perspective of the distribution of stellar winds of protons and electrons in the Milky Way galaxy, the cause-and-effect relationship between the rotation trajectory of the Solar system and the periodicity of the main geological and biological catastrophes in the history of the Earth over the last billion years is considered. The main cause of the catastrophes is the entry of the Solar System into the galactic arms, which are maximally saturated with stellar winds, which is clearly shown on the basis of a graph of temperature changes on Earth in the modern Cenozoic era.

Keywords: Milky Way; galactic year; trajectory of the Sun; geological and biological disasters; stellar wind; mutations; Earth's galactic scale; anthropogene.

References

1. Barenbaum A.A. *Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii* [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. Moscow, LIBROKOM Publ., 2010, 544 p.
2. Barenbaum A.A. *O prichinakh dvukh naibolee znachimyykh sobytii golotsena. Kvarter vo vsem ego mnogoobrazii* [On the causes of the two most significant events of the Holocene. The apartment in all its diversity]. Materials of the VII All-Russian meeting on the study of the Quaternary period, Apatity. Saint Petersburg, 2011, vol. 1, pp. 54–57.
3. Briushinkin S.M. *Misteriia Siriusa kak tsikl zemnykh katastrof* [The Sirius Mystery as a cycle of earthly catastrophes]. Moscow, Amrita Publ., 2009, 160 p.
4. Briushinkin S.M. *Misteriia Siriusa v svete legend o tsariakh ptits* [The Mystery of Sirius in the light of legends about the kings of birds]. Moscow, Amrita Publ., 2008, 176 p.
5. Bogoiavlenskaia O.V. *Organicheskii mir i paleografiya paleozoya* [Organic world and paleogeography of the Paleozoic]. Ekaterinburg, UGGGA Publ., 2002, 43 p.
6. Vernadskii V.I. *Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzeniia* [Chemical structure of the Earth's biosphere and its environment]. Moscow, 1965, 376 p.
7. Genrikh Roos. *S Napoleonom v Rossiiu* [With Napoleon to Russia]. Moscow, Nasledie Publ., 2003, 208 p.
8. Koliashnikov Iu.A. *Nanomineralogiia vody i biosfernye protsessy* [Nanomineralogy of water and biosphere processes]. Magadan, SVNTs DVO RAN Publ., 2000, 64 p.
9. Koliashnikov Iu.A. *Stanovlenie novykh kontseptsii v estestvennykh naukakh* [The formation of new concepts in the natural sciences]. *Ideia razvitiia v geologii: Veshchestvennyi i strukturnye aspekty* [The idea of development in geology. Material and structural aspects]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1990, pp. 233–243.
10. Kurt V.G. *Solntse i mezhzvezdnaia sreda* [The Sun and the interstellar medium]. *Sorosovskii obrazovatel'nyi zhurnal* [Soros educational journal], 1999, no. 1, pp. 61–66.
11. Martynov D.Ia. *Krasnyi Sirius* [Red Sirius]. *Zemlia i Vselennaia* [Earth and the Universe], 1976, no. 1, pp. 36–40.
12. Miroshnichenko L.I. *Fizika Solntsa i solnechno-zemnykh svyazei* [Physics of the Sun and solar-terrestrial connections]. Moscow, Universitetskaia kniga Publ., 2011, 174 p.
13. Neruchev S.G. *Uran i Zhizn' v istorii Zemli* [Uranus and Life in the history of the Earth]. Leningrad, Nedra Publ., 1982, 208 p.
14. Neruchev S.G. *Epokhi radioaktivnosti na poverkhnosti Zemli i ikh vliianie na razvitie organicheskogo mira* [Epochs of radioactivity on the Earth's surface and their influence on the development of the organic world]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and practice], 2007, no. 2, pp. 1–26.
15. Reteiuma A.Iu. *Astrogeografiia Tunguskogo fenomena* [Astrogeography of the Tunguska phenomenon]. International scientific conference *Problemy i gipotezy izucheniia Tunguskogo fenomena* [Problems and hypotheses of studying the Tunguska phenomenon]. Krasnoyarsk, 2018.
16. Trushkin V.V. *Solnechnaya model' sostava iadra i nizhnei mantii Zemli* [Solar model of the composition of the Earth's core and lower mantle]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsoil use], 2023, no. 1(11), pp. 144–164.
17. Trushkin V.V. *Zarozhdenie mekhanizma pul'siruiushchei Zemli* [The origin of the pulsating Earth mechanism]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsoil use], 2023, no. 3(13), pp. 198–207.
18. Feistoun Z., Uest A., Uervik-Smit S. *Tsikl kosmicheskikh katastrof* [The cycle of space disasters]. *Katakliizmy v istorii tsivilizatsii* [Cataclysms in the history of civilization]. Moscow, Veche Publ., 2008, 480 p.
19. Chizhevskii A.L. *Zemnoe ekho solnechnykh bur'* [Earthly echo of solar storms]. Moscow, Mysl Publ., 1976, 368 p.
20. Shklovskii I.S. *Zvezdy: ikh rozhdenie, zhizn' i smert'* [Stars: their birth, life and death]. Moscow, Nauka Publ., 1984, 384 p.
21. Ianitskii I.N. *K taine Vsemirnogo potopa* [To the mystery of the Flood]. *Fizika i mekhanizmy protsessy* [Physics and mechanisms of the process]. Moscow, GELIOS Publ., 2000, 118 p.



О.Н. Федосеев
ФБУ «ГКЗ»
начальник управления аналитики и мониторинга УВС
fedoseev@gkz-rf.ru

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 апреля 2024 г. проведена государственная экспертиза 448 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 62;
- по подсчету геологических запасов – 0;
- по подсчету извлекаемых запасов – 4;
- по твердым полезным ископаемым – 45;
- по подземным водам и подземным сооружениям – 39;
- филиалами ФБУ «ГКЗ» завершена государственная экспертиза по 298 объектам.

Подтверждено открытие 3 месторождений углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (АВ1С1) за счет геологоразведочных работ составляет:

- по нефти – 4,0 млн т;
- по газу – 275,5 млрд м³;
- по конденсату – 1,9 млн т.

Таблица 1.

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2024 по 01.04.2024

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		А+В+С ₁	С ₂
Цинк	тыс. т	-2,28	-0,02
Уголь	тыс. т	-106 844,00	567
Серебро	т	39,63	92,19
Медь	тыс. т	-	-
Кадмий	т	-283,5	283,5
Золото	кг	14 273,57	35 445,38
Свинец	тыс. т	16,82	8,24
Железные руды	тыс. т	14 611,30	-23 533,40



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ «ГКЗ»
tpl@gkz-ri.ru



Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В январе-марте 2024 г. проведено 46 заседаний (в формате видео-конференцсвязи), из них 32 заседания по твердым полезным ископаемым, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Александровское, Гросс) и россыпного (р. Амазар) золота, железных (Высокогорское) и медно-колчеданных (Учалинское) руд, россыпных алмазов (Сюзёвское) и нефрита (Саган-Сайр), калийно-магниевых солей (Верхнекамское), кварцевых песков (Ташлинское), а также бурого и каменного угля.

На 14 заседаниях по подземным водам и подземным сооружениям были рассмотрены материалы государственной экспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных подземных вод, переоценки запасов подземных вод для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов размещения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Кумское, Нижнебалыкское, Дупленское, Чайндинское, Ай-Пимское, Быстринское и др.). ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов подземных вод приняты как в авторских вариантах, так и с внесением коррективов по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу были представлены материалы подсчета запасов алмазов Сюзёвского россыпного месторождения в Пермском крае.

В морфологическом плане район работ приурочен к области развития грядово-увалистого рельефа, характерного для предгорий Урала. В структурном отношении Сюзёвская россыпь приурочена к левому борту фрагмента Чикман-Нярской эрозионно-карстовой депрессии. Ложе депрессии осложнено несколькими тектоническими нарушениями. Вдоль тальвега в пределах лицензионного участка и далее в северо-западном направлении проходит достаточно крупный разлом, который определяет в том числе режим подземных вод.

Сюзёвское месторождение расположено в долине среднего течения р. Сюзь – левого притока р. Чикман, протекающей вдоль восточной границы лицензионного участка. Месторождение выявлено по результатам работ, проведенных на участке недр Глубокий в 2017–2021 гг. Протоколом Государственной комиссии в 2022 г.

были утверждены временные разведочные кондиции и запасы алмазов Сюзёвского россыпного месторождения. Недропользователю было рекомендовано продолжить поисково-оценочные работы в пределах лицензионной площади.

Геологическое изучение месторождения проводилось в несколько этапов: поисковые работы – в 2020–2022 гг., оценочные – в 2022–2023 гг., которые включали бурение скважин, лабораторные исследования, топогеодезические работы и др.

После начала буровых работ выяснилось, что запланированное применение скважин большого диаметра (СБД) не решит задачу опробования перспективных отложений на полную мощность. Для указанных целей была разработана новая технология вскрытия и крупнообъемного опробования глубокозалегающих россыпей с применением грейферного экскаватора, которая обеспечивала выполнение крупнообъемного опробования до глубины 75 м. В то же время в процессе отработки новой технологии были выявлены определенные ограничения в её применении, связанные с наличием тектонического нарушения в породах «плотика» и особенностями режима подземных вод участка.

К примечательным особенностям россыпи относится значительная мощность алмазоносных пластов. Мощность «верхнего» пласта составляет от 2 до 12 м, «нижнего» – от 2 до 17 м. Такое распределение алмазоносности в разрезе не имеет аналогов среди известных россыпей Урала и может свидетельствовать о достаточно близком (до 1 км) нахождении источника питания россыпи. Сюзёвское месторождение отнесено авторами к новому промышленно-генетическому типу – россыпям зон тектонических уступов (РЗТУ).

Алмазы Сюзёвского месторождения имеют высокие качественные характеристики и, практически все относятся к ювелирным разновидностям. Алмазы являются единственным полезным ископаемым Сюзёвского месторождения.

Сюзёвская россыпь имеет горнотехнические условия, которые однозначно определяют открытый способ разработки месторождения. С учетом благоприятных гидрогеологических условий (наличие природных зон поглощения в плотике), значительная глубина залегания запасов не будет препятствием для их отработки.

Представленный на рассмотрение государственной экспертизы подсчет запасов алмазов Сюзёвского месторождения выполнен по временным разведочным кондициям, утверждённым Государственной комиссией в 2022 г. для условий открытой отработки, по состоянию на 01.01.2024. Подсчет запасов проведен по

стандартной методике, принятой для россыпей алмазов (расчет вертикальных запасов и средних содержаний по выработкам, линейного запаса по пересечениям и прочим параметров). Экспертиза отметила, что использованный для подсчета запасов метод геологических блоков полностью соответствует особенностям геологического строения объекта и принятой методике его изучения.

По экономической значимости 99% запасов в блоках относятся к балансовым. При этом среднее содержание алмазов в балансовых запасах значительно превышает показатель минимального содержания алмазов в блоке при нулевой вскрыше, утвержденный протоколом ГКЗ в 2022 г. Кроме того, средняя цена алмазов по итогам окончательной оценки всей коллекции возросла, что также увеличивает экономическую ценность выявленных запасов. Таким образом, по результатам проведенной экспертизы запасы Сюзёвского месторождения россыпных алмазов обоснованно отнесены к балансовым.

Подземные воды


На государственную экспертизу были представлены материалы переоценки запасов минеральных подземных вод киялинского водоносного горизонта нижнего мела Дупленского месторождения, расположенного в Коченёвском муниципальном районе Новосибирской области, в 0,6 км на северо-восток от северной окраины железнодорожной станции Дупленская. Оцениваемые воды предназначены для промышленного розлива в качестве лечебно-столовых под торговой маркой «Дупленская». Ранее запасы на этом месторождении уже были оценены и утверждены.

Недропользователь принял участие в Федеральной программе импортозамещения ушедших западных брендов товарами российских производителей, которая предполагала увеличение общего количества запасов относительно ранее утвержденных, в результате чего было выдано техническое задание, на основании которого требовалось выполнить переоценку запасов минеральных подземных вод по категории В. Качество подземных вод оценивалось на соответствие требованиям ГОСТ Р 54316-2020 «Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия».

В геологическом отношении рассматриваемая территория приурочена к краевой юго-восточной части Западно-Сибирской плиты на её участке, где складчатые палеозойские образования испытывают резкое погружение в западном

и северо-западном направлении. В гидрогеологическом отношении район работ приурочен к зоне выклинивания Западно-Сибирского артезианского бассейна. Геолого-гидрогеологическая изученность участка исследований достаточно высокая. Аналоги Дупленского месторождения минеральных вод в районе работ отсутствуют. По сложности геолого-структурных, гидрогеологических, геотермальных и гидрохимических условий оцениваемое месторождение относится к 2 группе Классификации запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод.

Работы по переоценке запасов включали сбор, анализ и обобщение геолого-гидрогеологических материалов по району и участку работ, рекогносцировочное обследование участка, обследование скважин оцениваемого водозабора, опытно-фильтрационные работы, гидрогеохимическое опробование подземных вод и камеральную обработку материалов.

Рассмотрев представленные материалы, в качестве методического недостатка экспертизы отметила кратковременность проведенных опытно-фильтрационных работ. В ходе проведения экспертизы недропользователем была выполнена кустовая откачка продолжительностью 10 суток, которая, по мнению экспертизы, подтвердила возможность отбора минеральных вод в необходимом количестве в непрерывном режиме. В соответствии с ГОСТ Р 54316-2020, вода из скважин Дупленского месторождения относится к минеральной природной лечебно-столовой питьевой XXVI группы и может использоваться для внутреннего применения в целях лечения и профилактики при курсовом лечении, а также для розлива с донасыщением диоксидом углерода при соответствии требованиям ТР ЕАЭС 044/2017 «О безопасности упакованной питьевой воды, включая природную минеральную воду» по всем показателям. Выполненный авторами ретроспективный анализ качественного состава подземных вод целевого водоносного горизонта позволил прогнозировать его постоянство в течение 25 лет, с чем экспертиза согласилась. Подсчет запасов подземных вод был выполнен гидродинамическим методом. Рассчитанные прогнозные уровни не превысили обоснованные допустимые величины, что свидетельствует об обеспеченности подсчитанных запасов. В связи с этим запасы были приняты в цифрах и по категории В авторского подсчета. Оцениваемое месторождение отнесено к группе разведанных. 

А.П. Афанасенкову – 70 лет!



Александр Петрович Афанасенков, известный советский и российский геолог, нефтяник, доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог России (2014), родился 1 февраля 1954 г. в с. Межгорье Крымской области СССР.

Александр Петрович обладает огромным практическим опытом и знаниями в области нефтегазовой геологии, геохимии. Прошел трудный путь от практической полевой геологии в должности инженера-геолога НПО «Севморгео» в Центрально-Арктической геологоразведочной экспедиции, где занимался научно-геологическим, производственным сопровождением нефтепоисковых, геологосъемочных и геофизических работ в центральном секторе Арктики (Енисей-Хатангская, Анабаро-Хатангская нефтегазоносные области, Центральный Таймыр, архипелаг Северная Земля, Норильский рудный район, шельфы Карского и Лаптевых морей) до заместителя председателя комитета по нефти и газу «Таймыргеолком», начальника управления, вице-президента по геологии и разработке ОАО НК «ЮКОС», старшего вице-президента по геологии и лицензированию недропользования ЗАО «ЮКОС Эксплорейшн энд Продакшн».

А.П. Афанасенкову принадлежит инициатива создания в 2005–2007 гг. «Объединённой нефтяной группы» в «Базовом элементе», где он впоследствии занимал должность первого заместителя по геологии и разработке месторождений нефти и газа. В 2007 г. А.П. Афанасенков вступил в должность Первого вице-президента по разведке и добыче нефти и газа «Юкос Рефайнинг энд Маркетинг» и Президента ЮКОС-ЭП (по совместительству). С 2010 г. он стал первым заместителем генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», а с 2019 г. – первым заместителем генерального директора – руководителем производственного блока, членом правления АО «Росгеология», с ноября 2023 г. занимает должность главного геолога – научного руководителя блока УВС АО «Росгеология».

Большой вклад А.П. Афанасенков внес в воспитание и обучение нового поколения нефтяников. Он является инициатором и организатором создания кафедры «Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений» на геологическом факультете МГУ им. М.В. Ломоносова, где продолжает преподавать по настоящее время в должности ведущего научного сотрудника.

Под руководством и при непосредственному участии А.П. Афанасенкова открыто 56 месторождений нефти и газа в различных регионах России. Однако особой любовью А.П. Афанасенкова был и остается Енисей-Хатангский региональный прогиб. Именно этому региону посвящено большинство научных трудов и производственных отчетов. Без преувеличения можно сказать, что именно энтузиазм А.П. Афанасенков позволил открыть и развить для России этот важный и значимый регион. Именно по инициативе А.П. Афанасенкова, сначала в ФГБУ «ВНИГНИ», а позднее в АО «Росгеология», было проведено полное и всестороннее региональное изучение данной территории – поставлены и реализованы работы по государственным контрактам, открывшие путь недропользователям к открытию месторождений нефти и газа и превращению этого региона в один из ключевых регионов развития Арктики.

В настоящее время А.П. Афанасенков также является членом редакционных коллегий научных журналов, таких как «Геология и геофизика», «Минеральные ресурсы России», «Геология нефти и газа».

А.П. Афанасенков – автор (соавтор) более 100 научных статей и 3 монографий.

За выдающийся вклад в развитие нефтегазовой отрасли А.П. Афанасенков награжден многочисленными правительственными и ведомственными наградами, в числе которых медаль ордена «За заслуги перед отечеством» II степени (1998), звание «Почетный работник топливно-энергетического комплекса» (2003), знак «Заслуженный работник ОАО НК «ЮКОС» (2004), знак «Почетный разведчик недр» (2012), Заслуженный геолог России (2014), «Заслуженный работник АО «Росгео» (2020). Также А.П. Афанасенков награжден медалью «За возвращение Крыма» (2014).

В связи с юбилеем – А.П. Афанасенкову исполняется в этом году 70 лет – желаем здоровья, счастья, любви, благополучия, добрых теплых дней, приятных сюрпризов, положительных эмоций! Исполнения желаний и мечты!

**Генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров
Коллектив Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых**



Л.Г. Колова
Евразийский союз экспертов по
недропользованию
исполнительный директор
l.kolova@eues.ru

ЕСОЭН

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

Хроника работы Евразийского союза экспертов по недропользованию

Февраль 2024 г. Евразийский союз экспертов по недропользованию поздравил коллектив Санкт-Петербургского государственного университета с историческим юбилеем – 300-летием со дня основания.

СПбГУ – старейший и один из крупнейших и ведущих классических университетов Российской Федерации. Сегодня он является научно-образовательным центром мирового значения и занимает высокие позиции в международных рейтингах.

В далекий зимний день 1724 г. университет был основан, чтобы превратиться в альма-матер для многих талантливых людей, настоящих профессионалов своего дела.

ЕСОЭН имеет честь сотрудничать с университетом с 2017 г. Совместно была разработана уникальная дополнительная профессиональная образовательная программа «Эксперт в сфере недропользования» на основании установленных квалификационных требований и профессиональных стандартов, которая пользуется



большой популярностью среди профессиональных экспертов в сфере недропользования. За годы сотрудничества было обучено 28 групп, аттестовано 1037 экспертов.

Евразийский союз экспертов по недропользованию очень гордится тем, что может поддержать библиотечный фонд геологического факультета СПбГУ. ЕСОЭН передал в дар университету 50 экземпляров монографии И.С. Гутмана «Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазовых объектов и геологическая интерпретация ее результатов», выпущенной при поддержке Союза.

8 февраля, в день Российской науки, Евразийский союз экспертов по недропользованию

совместно с ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» провели ставшую уже традиционной «Встречу поколений» для экспертов в сфере экспертизы запасов полезных ископаемых в формате Делового обеда.

С приветственными словами выступили начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений РОСНЕДРА Н.Л. Ерофеева, генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров, исполнительный директор ЕСОЭН Л.Г. Колова и другие.

На встречу приехали около ста экспертов из Москвы, Санкт-Петербурга, Тюмени.

Во время мероприятия была проведена тематическая деловая игра, целью которой было



выявление наиболее актуальных проблем в отрасли с последующим предложением и обсуждением путей и ресурсов для их решения. Игра проводилась по секциям (УВС, ТПИ, ПВ) и вызвала всеобщий интерес как у высококвалифицированных специалистов, так и у молодежи, которая только начинает свою карьеру профессиональных экспертов.

Встреча была полезна для обмена опытом, обсуждения планов развития экспертного сообщества в будущем. Вечер прошел в прекрасной неформальной обстановке общения и комфортного отдыха. Наш талантливый эксперт Е.В. Агафонова прочитала свое стихотворение о работе экспертов и экспертном содружестве.

Надеемся, что добрая традиция встречи экспертов разных поколений будет радовать коллег еще долгие годы.

28–29 февраля прошла научно-практическая конференция им. Е.Г. Коваленко «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС», организованная ФБУ «ГКЗ» при поддержке Федерального агентства по недропользованию, Международного центра передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами, Евразийского союза экспертов по недропользованию и компании «Рок Флоу Динамикс». Генеральным информационным партнёром стало информационное агентство Интерфакс.

С приветственным словом к участникам конференции выступил руководитель Роснедр Евгений Петров. Он отметил, что к основным задачам развития государственной экспертизы запасов УВС относится повышение эффективности и прозрачности управления процессами экспертизы, повышение достоверности экспертизы и качества предоставляемых документов, совершенствование информационных технологий, технологий геологоразведки и добычи полезных ископаемых.

Руководитель Роснедр рассказал, что в 2023 г. были выполнены масштабные работы по цифровизации процесса государственной экспертизы, пилотные проекты в рамках межведомственной рабочей группы по совершенствованию системы подготовки технических проектов при обосновании мер налогового стимулирования, – востребованная работа, которую необходимо продолжать.

Начальник управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Роснедр Нина Ерофеева рассказала о геологоразведочных работах, которые ведёт агентство: «С 2020 г. геологоразведку начали проводить наши подведомственные учреждения, и их количество с каждым годом растёт. Кроме того, в 2024 г. реализуется федеральный проект «Геология. Возрождение легенды», в рамках которого сейчас проводится 7 сейсморазведочных работ. Проект направлен на расширение минерально-сырьевой базы страны и развитие экономики. Он до-





статочно успешно реализуется, и мы надеемся, что проект будет продлён и дальше».

Также Нина Ерофеева отметила, что к постановлению Правительства РФ № 353 необходимо относиться с осторожностью, а многолетняя эксплуатация уведомительного принципа о невозможности выполнить положения технического проекта может быть опасна для состояния разработки месторождений углеводородов. Отклонения от технических проектов должны быть обоснованы, т.к. именно технические проекты обеспечивают наиболее полное извлечение запасов из недр.

Одна из центральных тем, обсуждавшихся на конференции – трудноизвлекаемые запасы. Генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров отметил, что трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) пора изучать не только как труднодобываемые, но и как трудноразведываемые, и Россия уже реализует такой подход.

Он напомнил, что недавно правительство включило в перечень ТриЗ залежи нефти кумско-керестинской свиты на Северном Кавказе и отложения палеозоя Западной Сибири. «С одной стороны – это новые виды ТриЗ, с другой – это качественно иной уровень понимания ТриЗ. Например, что касается палеозоя, – это первый опыт работы с трудноразведываемыми запасами. Здесь дело не столько в добыче, сколько в понимании того, где и как искать. Власти Томской области и «Газпром нефть» нас поддержали, и в течение полугода кумско-ке-

рестинская свита и палеозой попали в список ТриЗ», – сказал Игорь Шпуров.

Заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ» Александр Смирнов представил новый взгляд на классификатор трудноизвлекаемых запасов углеводородов, предусматривающий переход к выделению ТриЗ не на основе стратиграфической принадлежности, а на базе геолого-геохимических критериев. Данный классификатор является верхнеуровневой концепцией, на основании которой необходимо разрабатывать и совершенствовать нормативную базу, регуливающую налоговые и немонетарные способы стимулирования освоения ТриЗ.

В рамках мероприятия прошёл круглый стол «Вероятностная оценка – миф или реальность при оценке запасов УВС в России и за рубежом», на котором обсудили отличия Российской классификации запасов от *PRMS*.

Генеральный директор АНО «МЦПО» Вера Браткова отметила, что многие недропользователи обеспокоены тем, могут ли резко вырасти или сократиться запасы после ухода иностранных компаний и перехода на Российскую классификацию.

«Российская классификация уже признана в мире. Россия – первая страна, гармонизировавшая свою национальную классификацию с Рамочной классификацией ООН. Принципиальное базовое различие Российской классификации и *PRMS* – миф. Реальность – отсутствие принципиальных противоречий в подходах



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный
геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе»
(МГРИ)

Миклухо-Макляя ул., д. 23, Москва, 117997
тел. (495) 255-15-10, E-mail: office@mgri.ru,
ОКПО 02068835, ОГРН 1027739347723
ИНН/КПП 7728028967/772801001

18.02.2024 № 01-35/389
на № _____ от _____

Исполнительному директору
Европейского союза экспертов
по недропользованию (ЕСОЭН)
Коловой Л.Г.

Уважаемая Лилия Гайфулловна!

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (далее – МГРИ) выражает благодарность Европейскому союзу экспертов по недропользованию за безвозмездную передачу на нефтегазовый факультет и в библиотечные фонды МГРИ 10 экземпляров монографии И.С. Гутмана «Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов» для использования в учебном процессе при подготовке бакалавров, специалистов, магистров и аспирантов в области нефтегазовой геологии и недропользования.

Ректор

Ю.П. Панов

к классификации запасов и ресурсов УВ и их оценки, поскольку обе классификации имеют Связующие документы с РКООН. Существующие методологические расхождения между российской классификацией и PRMS не носят неустрашимый характер, а лишь требуют дальнейшей проработки», – пояснила Вера Браткова.

На конференции прошёл мастер-класс по вопросам цифровой экспертизы, были представлены новые методические рекомендации по подсчёту запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях. В общей сложности на конференции состоялось 6 дискуссионных сессий, прочитано больше 40 различных докладов. Всего в научно-практической конференции им. Е.Г. Коваленко приняло участие 200 человек из более чем 30 регионов Российской Федерации.

1 марта Евразийский союз экспертов по недропользованию передал в дар Российскому государственному геологоразведочному университету имени Серго Орджоникидзе книги, изданные при поддержке Союза. Было передано 10 экземпляров книги И.С. Гутмана «Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов». Издание будет незаменимо для специалистов в области газонефтяной геологии, студентов, магистрантов и аспирантов соответствующих специальностей.

В адрес ЕСОЭН исполнительному директору Союза Л.Г. Коловой было передано благодарственное письмо от имени ректора Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе (МГРИ) Ю.П. Панова.



20–22 марта состоялось очередное обучение по программе «Эксперт в сфере недропользования» в очном формате. Были открыты 2 секции – УВС и ПВ для 34 слушателей.

Первую группу в текущем году встречала гостеприимная Тюмень, ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики».

Особую благодарность выражаем директору института В.Ю. Морозову и заместителю генерального директора А.С. Тимчуку, который являлся председателем аттестационной комиссии прошедшего курса и оказал всестороннюю помощь в организации процесса обучения по программе.

Удостоверения о повышении квалификации на мартовском обучении получили все 34 слушателя, что бывает достаточно редко и означает очень высокий уровень профессиональных знаний у экспертов. От души поздравляем также шестерых восстановившихся на курс членов Союза, которые также успешно прошли переаттестацию. Общее количество аттестованных экспертов в ЕСОЭН составило 1077 человек.

Очередные группы в 2024 году пройдут обучение в очном формате.

Будем рады видеть вас в числе слушателей по программе «Эксперт в сфере недропользования» в 2024 г. 📌





В. В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук
член ЕСОЭН
vvtrushkin@mail.ru

Памяти Н.П. Запивалова – первооткрывателя палеозойского нефтегазоносного этажа Западной Сибири и Ванкорского месторождения нефти и газа

9 сентября 2023 г. на 93 году ушел из жизни профессор, доктор геолого-минералогических наук, заслуженный геолог России Николай Петрович Запивалов. Романтик, практик, ученый и человек неумной натуры, так вкратце могут его охарактеризовать многие, кто его знал.

Судьба распорядилась так, что творческая жизнь Н.П. Запивалова была поделена на два крупных этапа: производственная работа (1955–1986) и академическая деятельность (1986–2023).

Сам Николай Петрович утверждал, что жизнь подарила ему три судьбы: Сибирь, Индию и Беларусь – немало материалов об этом можно найти в интернете. Хочу поделиться личными впечатлениями об этом неординарном и многогранном человеке.

На производстве Николай Петрович прошел путь от техника-геолога до генерального директора ПГО «Новосибирскгеология», где, «не отходя от станка», защитил кандидатскую и докторскую диссертации. Организованная им в тяжелых условиях арктического Заполярья Игарская НГРЭ открыла в 1985 г. крупное по запасам Лодочное нефтегазовое месторождение, планировалось поисковое бурение еще на двух соседних крупных структурах – Тагульской и Ванкорской. Но в 1986 г. Н.П. Запивалов покинул пост генерального директора и по приглашению академика А.А. Трофимука ушел работать в Сибирское отделение АН СССР. Дело в том, что при проведении очень сложной работы – испытания в процессе бурения скважины Лодочного мес-

торождения из-за несовершенства технологии произошел выброс и взрыв газа, погибло четыре человека. На Николая Петровича завели уголовное дело, потом закрыли – не мог генеральный директор отвечать за все работы, проводившиеся на 130 объектах в семи областях, в двух краях, в Белоруссии и за рубежом на нефть, газ, торф, золото, термальные, минеральные и пресные воды, декоративные мраморы, сырье для строительных материалов и агрохимических руд. Но после того случая, рассказывали его коллеги, Николай Петрович стал седым.

В это время я приехал работать молодым специалистом в Игарскую НГРЭ, уже переданную в ПГО «Енисейнефтегазгеология», которое обещало «завалить» экспедицию оборудованием и высококвалифицированными специалистами. По факту через 2 года «завалило» работу основной службы – геологической. Геологический отдел сократился с 9 до 3 человек. Тем не менее, в 1988 г. были открыты гигантские месторождения – Ванкорское и Тагульское – с суммарными запасами нефти и газа около 700 млн т условного топлива. При проведении мной испытания в процессе бурения на поисковой скв. № 1 Ванкорской опять произошел открытый выброс газа и нефти через заколонное пространство.

Н.П. Запивалов





22 апреля 1988 г. Игарской нефтегазоразведочной экспедицией, организованной Н.П. Запиваловым, открыто Ванкорское нефтегазовое месторождение

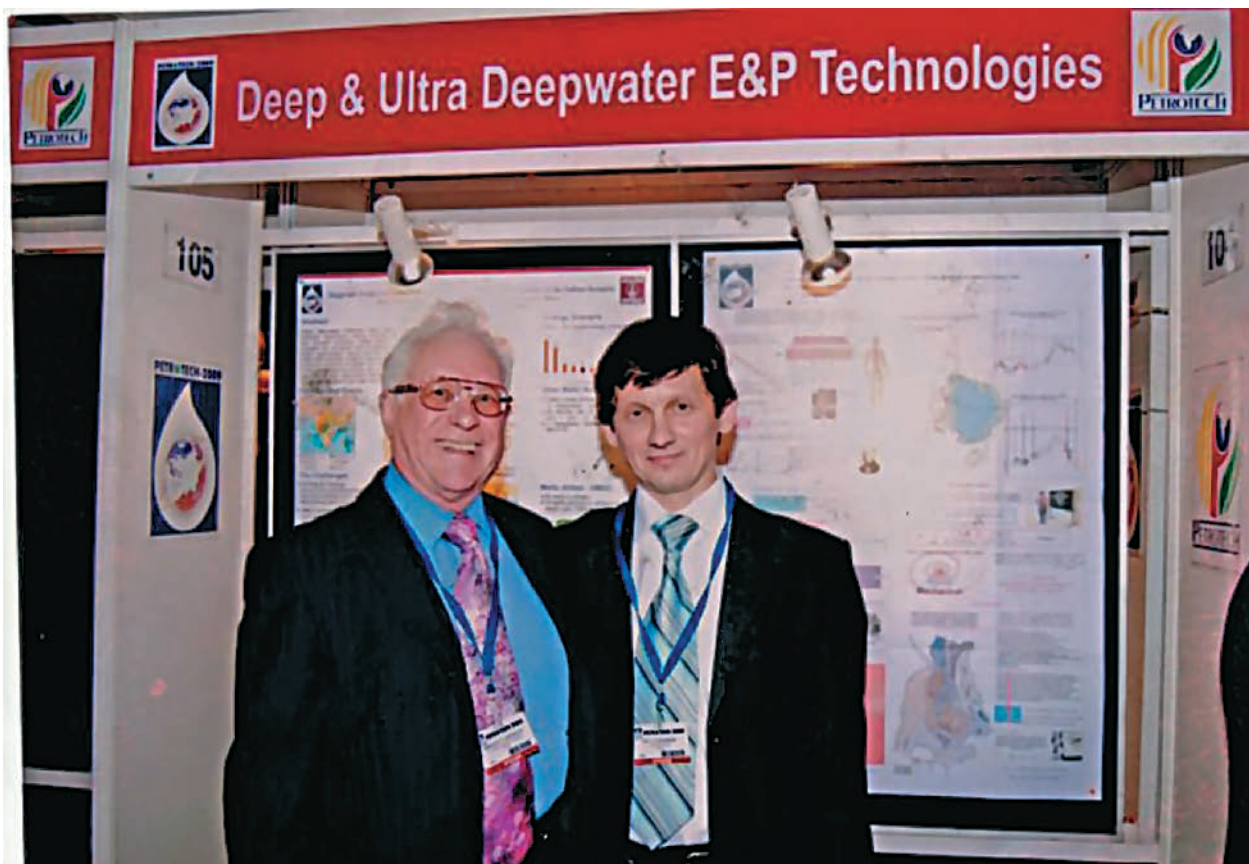
Как потом выяснилось, вместо 48 ч ожидания затвердевания заколонного цемента по распоряжению мастера бурение начали практически сразу, цемент не успел «схватиться». Затем на скважине-дублере опять произойдет выброс.

Впоследствии красноярцы включили открытие этих месторождений в число своих заслуг, хотя нефтегазоносность этого района уже была доказана открытием Лодочного месторождения. Сам Николай Петрович тоже относил себя к первооткрывателям Ванкорского и Тагульского месторождений, что совершенно справедливо. Именно благодаря «маховику», запущенному им, были открыты месторождения.

Непосредственно судьба связала меня с этим человеком 20 лет назад. Вышедшую тогда его книгу «Флюидодинамические моде-

ли залежей нефти и газа» дал мне прочитать зав. лабораторией гидрогеологии ТФ СНИИГИМС В.Г. Иванов, я очень высоко ее оценил. Узнав об этом, Николай Петрович попросил написать на книгу рецензию. Так началась наша с ним дружба, несмотря на более чем 30-летнюю разницу в возрасте. Это была дружба двух практиков-ученых, единомышленников в отношении нефтяной гидродинамики и перспектив палеозоя Западной Сибири.

Особый период в жизни Н.П. Запивалова – работа в посольстве Индии в 1964–1968 гг. После приобретения независимости в 1956 г. правительство Индии начало активно сотрудничать с СССР по проведению геологоразведочных работ на нефть и газ. Американцы, англичане и специалисты других стран заявляли, что в Ин-



Н.П. Запивалов и В.В. Трушкин на международной конференции «Petrotech-2009», Дели, Индия

дии нефти нет. Но уже к 2009 г. на ее территории было открыто 498 месторождений.

Уважением у индийцев Николай Петрович пользовался огромным, индийская сторона полностью оплачивала перелет и проживание всей российской профессиональной делегации, которую Запивалов привозил раз в два года на возглавляемую им международную конференцию «Petrotech» с 2001 по 2016 гг.

Изданная в 2005 г. в соавторстве с работавшим с ним в посольстве Ф.В. Павловым книга «Индия – путь к большой нефти» была включена в личную библиотеку президента РФ В.В. Путина. За время, пока Н.П. Запивалов работал в Индии, он очень хорошо познакомился с ее культурой, философией, обычаями.

Первооткрыватель палеозойского нефтегазонасыщенного этажа и первого палеозойского месторождения, Н.П. Запивалов считал себя учеником академика Андрея Алексеевича Трофимука, который называл палеозой «золотой подложкой Западной Сибири». В последние годы геофлюидодинамика нефтегазонасыщенных систем стала основным стержнем исследований Запивалова. Это научное направление совершенно справедливо рассматривалось им как нефтегеологическая парадигма XXI века, основа для создания новых инновационных технологий

в разведке и в разработке нефтегазовых залежей. В особенности эта парадигма важна для палеозойских залежей. Именно ее несоблюдение, считал он, привело к тому, что на открытом им Верх-Тарском палеозойском месторождении добыча прекратилась при выработанности запасов 25–30%. Он очень переживал, что на нем прекратили работу, собирался идти в администрацию Новосибирской области, требовать принятия мер по реабилитации месторождения и возобновления «щадящей» добычи.

Многие годы он настаивал на создании на этом месторождении полигона по апробации его идеи – «щадящей» разработки палеозойских месторождений при депрессиях менее 5 МПа.

Работая в ПО «Новосибирскгеология», он получил трехкомнатную квартиру, которую отдал семье сына, а сам переехал с женой в небольшую квартиру в Академгородке, где и прожил последние годы. В этой квартире оставались его награды – «Орден Дружбы», орден «За вклад в развитие горно-геологической службы России», медаль «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири». А в нефтегазовой геологии осталась его парадигма, которая сегодня особенно актуальна в связи с проектом «Палеозой» в Томской области. ❶



Эксперт в сфере недропользования

Expert of subsoil use

Дополнительная образовательная
программа повышения квалификации



Программа ориентирована на специалистов в сфере недропользования, желающих повысить свой профессиональный уровень в экспертной деятельности.

Программа разработана и реализуется по заявке и с учётом требований Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

Задачи программы

- Актуализация знаний основных законодательных требований в области недропользования
- Идентификация перспектив развития законодательных требований в области недропользования
- Актуализация знаний соотношения законодательства в области недропользования с другими отраслями законодательства
- Актуализация знаний основных нормативно-правовых требований по регулированию и осуществлению экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области организации и реализации экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области обеспечения качества экспертиз в сфере недропользования и усиления ответственности экспертов в сфере недропользования
- Идентификация проблем и ограничений, существующих в области экспертиз в сфере недропользования, и путей их решения и преодоления
- Актуализация знаний требований к документам и материалам, предоставляемым для проведения экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области современных методик проведения экспертиз в сфере недропользования
- Актуализация знаний в области современных информационных технологий в сфере недропользования
- Совершенствование навыков практического применения современных информационных технологий в сфере недропользования
- Совершенствование навыков анализа и оценки возможности и корректности применения современных информационных технологий в сфере недропользования



В результате освоения и успешной сдачи итоговой аттестации слушатель получает удостоверение о повышении квалификации установленного образца на двух языках (русском и английском).



Запись на обучение производится в Евразийском союзе экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

Телефон: +7(495)959-36-27

Почта: reception_eues@eues.ru

Группы формируются по мере поступления заявок на обучение.