№ 5(75) октябрь 2018

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

стр. 54

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

стр. 164

ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК октябрь 2018

ISSN 1998-4685

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

Nedropolzovanie XXI vek

Межотраслевой научно-технический журнал
№ 5 ОКТЯБРЬ 2018
Издается с ноября 2006 года

12+

Информационный партнер ЕСОЭН
(Евразийский союз экспертов по недропользованию)

УЧРЕДИТЕЛЬ

Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр»

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

С.Д. Викторов, заместитель директора УРАН ИПКОН РАН, д–р техн. наук

С.Ю. Глазьев, академик РАН

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

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

И.С. Закиров, председатель совета директоров ООО "ПЕТЕК", заместитель главного редактора

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

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

Е.А. Козловский, вице–президент РАЕН, профессор РГГРУ, д–р техн. наук

А.Э. Конторович, академик РАН, д–р геол.–мин. наук

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

Дэвид МакДональд, вице–президент по запасам British Petroleum, Председатель Экспертной группы по ресурсным классификациям (EGRC) при ЕЭК ООН

Ю.Н. Малышев, почетный президент НП «Горнопромышленники России», президент Академии горных наук, академик РАН

Н.Н. Мельников, директор Горного института Кольского научного центра РАН, академик РАН

С.М. Миронов, депутат ГД, руководитель фракции партии «Справедливая Россия» 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 «Росгеолэкспертиза», 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

К.Н. Трубецкой, главный научный сотрудник УРАН ИПКОН РАН, академик РАН

Джон Этеринтон, Управляющий директор PRA International Ltd (Канада), Председатель Технической Консультативной группы (TAG) при ЕЭК ООН

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

М.П. Астафьева, профессор РГГРУ, д–р экон. наук

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр–ЭСТАгео

В.Г. Браткова, начальник управления мониторинга, анализа и методологии ФБУ «ГКЗ»

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

Г.В. Демура, профессор РГГРУ, д–р геол.–мин. наук

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

М.А. Комаров, директор ВИЭМС, д–р экон. наук, академик РАЕН, профессор

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, директор департамента ресурсной базы и аудита запасов ПАО "НК "Роснефть", канд. геол.–мин. наук

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

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

С.В. Шаклеин, ведущий научный сотрудник Института вычислительных технологий СО РАН, д–р техн. наук

А.Н. Шандрыгин, заместитель директора филиала ДеГольер энд МакНотон, д–р техн. наук

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

ПРЕДСТАВИТЕЛИ:

От Федеральных округов РФ

Центральный федеральный округ

С.С. Серый, ФГУП ВИОГЕМ, заместитель директора по науке, канд. техн. наук, lggt@mail.ru

Северо–Западный федеральный округ

С.В. Лукичев, начальник отдела Горного института КНЦ РАН, д–р техн. наук, lu24@goi.kolasc.net.ru

Приволжский федеральный округ

А.К. Вишняков, заведующий лабораторией ЦНИИГеолнеруд, канд. геол.–мин. наук, root@geolnerud.net, Technology–geolnerud@yandex.ru

Южный федеральный округ

И.И. Сендецкий, генеральный директор ООО Южный центр экспертизы недр, канд. геол.–мин. наук, yug–ekspertiza@mail.ru

Уральский федеральный округ

А.В. Гальянов, профессор кафедры маркшейдерии Уральского государственного горного университета, д–р техн. наук, sgimd@mail.ru

Сибирский федеральный округ

С.В. Костюченко, заместитель директора ООО СИАМ–Инжиниринг, д–р техн. наук, KostuchenkoSV@siamoil.ru

В зарубежных государствах

Австралийский Союз

М.В. Середкин, ведущий геолог CSA Global, Maxim.Seredkin@csaglobal.com

Азербайджанская Республика

И.С. Гулиев, вице–президент Национальной Академии наук Азербайджана, академик НАНА, iguliyev@gia.az, ant@azdata.az

Кыргызская Республика

Б.Т. Толобекова, Институт геомеханики и освоения недр Кыргызской Республики, д–р техн. наук

О.В. Ким, управляющий директор Kazakhstan mineral company, канд. геол.–мин. наук, okim@wkmc.kz

Республика Армения

Ю.А. Агабалян, профессор Государственного инженерного университета Армении, д–р техн. наук, aghabalyan@mail.ru

Республика Беларусь

Я.Г. Грибик, заведующий лабораторией геотектоники и геофизики Института природопользования НАН Беларуси, канд. геол.–мин. наук, yaroslavgribik@tut.by

Республика Казахстан

В.В. Данилов, технический директор Kazakhstan mineral company, vdanilov@wkmc.kz

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

Руководитель – Александр Шабанов, shabanov@naen.ru, shabanovbook@yandex.ru
Ведущий аналитик – Сергей Матвейчук, matvichuk@naen.ru
Ведущий редактор – Валерий Карпов, valkarp@yandex.ru

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115054, Москва, Б. Строченовский пер., 7
Тел.: +7 (985) 788 35 92, +7 (495) 780 33 12
www.naen.ru
info@naen.ru, shabanov@naen.ru, shabanovbook@yandex.ru

Подписано в печать 29.10.2018

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 5000 экз.

Подписные индексы по каталогам:

«Роспечать» – 81974, «Книга Сервис» – 86297

«Недропользование XXI век», 2016.

Перепечатка материалов журнала «Недропользование XXI век» невозможна без письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка на журнал «Недропользование XXI век» обязательна.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.
Свидетельство ПИ № ФС77–28159 от 25.05.2007.

ISSN 1998-4685

Уважаемые коллеги!

Термин «цифровизация» вошел в наш повседневный словарь относительно недавно. Однако само понятие, правда под различными другими названиями (информатизация, компьютеризация etc.) известно всем нам еще со школьных времен. Научно-техническая революция середины прошлого века состоялась благодаря появлению ЭВМ и компьютеров. С тех пор информационные технологии развиваются по геометрической прогрессии и все сильнее определяют пути развития промышленного производства. Еще вчера мы полагали, что цифровые технологии лишь ускоряют проведение расчетов и позволяют хранить информацию в удобном для ее обработки виде. При этом все алгоритмы создают профессионалы. Поэтому субъективное мнение и позиция специалистов-профессионалов была крайне важной, а цифровые технологии имели вспомогательную роль.

В последние годы ситуация кардинально меняется. Появление новейших систем обработки данных (*big data*, нейронные сети, шина данных, блокчейн и т.д.) привело к принципиально новому тренду в технологии принятия любых производственных решений, суть которых заключается в существенном снижении субъективизма в целом, и особенно – обусловленного человеческим фактором. Это означает, что отпадает необходимость подготовки большого количества суперпрофессионалов, обеспечивающих принятие качественных решений для эффективного и грамотного управления производством. Зато возрастает потребность в среднем звене специалистов, обладающих необходимыми знаниями и техническими навыками для работы с массивами данных и цифровыми технологиями по их обработке.

К такому тренду можно относиться по-разному, но следует понимать, что происходящие процессы остановить и повернуть назад нельзя. Как нельзя надеяться только на суперпрофессионалов. Во-первых, это исключительные личности, и их всегда не хватает. Во-вторых, они люди, и им тоже свойственно ошибаться. В-третьих, цифровые технологии в такой степени сегодня определяют конкурентные преимущества, что любое, даже минимальное отставание может привести к серьезным проблемам предприятия, отрасли и даже целой страны. Именно поэтому как никогда важно, чтобы заданный в России тренд на цифровизацию, тем более в такой бюджетообразующей отрасли как наша, реализовался успешно и принес нам те возможности, которых мы так ждем. Именно поэтому новый номер нашего журнала посвящен этой актуальной теме. Надеюсь, что он будет вам интересен и полезен в вашей работе.

С уважением,
Игорь Шпуров

СОДЕРЖАНИЕ

Тема номера

Цифровая трансформация недропользования

№ 5 октябрь 2018

ВОПРОС НОМЕРА

4 *В.В. Черепанов, К.В. Гаранин, И.А. Черяков, И.Э. Мандрик, Р.С. Хисамов, П.П. Повжик, П.И. Кушнарев, А.А. Твердов, Б.В. Курцев*
Какие ожидания связываете Вы с цифровизацией недропользования и что уже сделано в этом направлении?

ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ: ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

12 *В.Г. Нестеренко, А.С. Коняхина*
Особенности процедуры обжалования действий (бездействия) органов управления государственным фондом недр в административном порядке

ГЛОБАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

16 *Игорь Шпуров, Александр Шпильман, Ольга Трофимова*
Устойчивое управление ресурсами: актуальные задачи мирового сообщества на период до 2030 года

22 *Н.Н. Андреева*
Консалтинговые и экспертные услуги в РФ и мире. Место и роль в рыночной экономике

ВЕСТИ ИЗ КОМИТЕТА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ

30 *А.Н. Ищенко*
Хроника законодательной работы: осенняя сессия начала работу

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

36 *В.С. Соболев, В.Н. Макаревич, Н.И. Искрицкая, Р.Р. Сайбушев, И.С. Боровиков, А.А. Щепочкина*
Возможность воспроизводства нефтяных ресурсов в западных регионах Волго–Уральской нефтегазоносной провинции за счет открытия и вовлечения в разработку залежей тяжелых высоковязких нефтей пермской системы

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

46 *А.К. Вишняков, Р.Р. Хасанов, В.А. Хамин*
Скважинная добыча полезных ископаемых горизонтальными камерами

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

54 *Д.В. Козлова*
Цифровые полигоны ТрИЗ: информация – ключ к новым технологиям

60 *Л.Е. Чесалов*
Опыт создания и эксплуатации национальных банков геолого–геофизической информации

72 *Д.Б. Аракчеев, Е.М. Юон*
Росгеолфонд: от архива к цифровому управлению недропользованием

78 *А.С. Бочков*
Приоритеты цифровой трансформации в геологоразведке на примере ПАО «Газпром нефть»

84 *В.Я. Шкловер, Н.А. Артемов, И.Г. Марясев, Т.Г. Дмитриева, А.Ю. Рашковский, В.А. Карпов*
Технология анализа и цифрового моделирования керна как составляющая часть инфраструктуры «цифрового месторождения». От геологоразведки до промышленной эксплуатации

98 *П.А. Стулов*
Современные технологии создания модели порового пространства горных пород

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

104 *И.В. Шпуров, Т.А. Коровина, Е.А. Романов, В.В. Шиманский*
Повышение достоверности геологической информации. Система геологического изучения недр

110 *К.В. Тараканов*
Признаки месторождений углеводородов на мелкомасштабных томографических моделях гравитационного поля

116 *Ю.А. Волков*
Новая методология подготовки геологической основы под обоснование ГТМ, бурение новых скважин, аудит запасов и ресурсов УВС

122 *Н.М. Емельянова, В.И. Пороскун*
Количественные критерии принятия решений при поиске месторождений нефти и газа

ЭТС: ИТОГИ ОБСУЖДЕНИЯ

134 *И.А. Нагорная, С.С. Гаврилов, А.А. Мосесян, О.Б. Ямпольская, С.А. Нагорный, В.В. Щербина, Е.М. Балякина*
Определение нижней границы распространения природных газогидратов в залежи для подсчета запасов свободного газа на примере Мессояхского месторождения

ЭКОЛОГИЯ

142 *И.С. Помеляйко*
Концентрация ряда веществ 1–2 класса опасности и долгоживущих техногенных радионуклидов ^{137}Cs и ^{90}Sr в природных средах городов–курортов конурбации Кавказских Минеральных Вод

ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

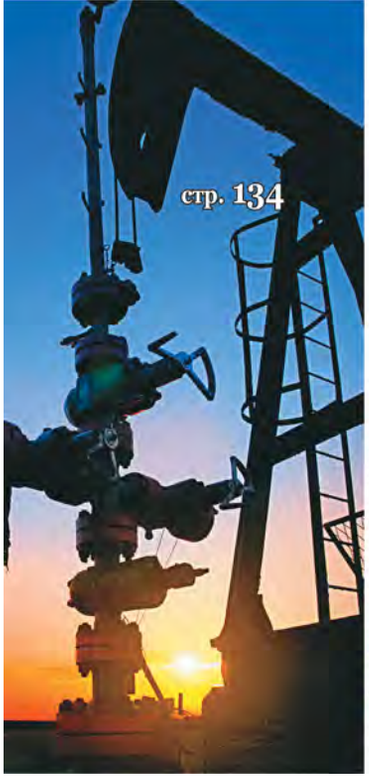
152 *А.Н. Крищенко*
Опасность правового нигилизма при составлении ТЭО кондиций

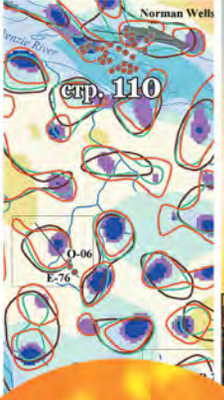
НОВОСТИ

164 *О.В. Трофимова*
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

166 *Т.П. Линде*
Новости ГКЗ

169 *Новости*





THE QUESTION OF THIS ISSUE

4 *V.V. Cherepanov, K.V. Garanin, I.A. Cheryakov, I.E. Mandrik, R.S. Khisamov, P.P. Povzhik, PI Kushnarev, A.A. Tverdov, B.V. Kurtsev*
What expectations do you associate with the digitalization of subsoil use and what has already been done in this direction?

LEGAL BASIS: NATURAL RESOURCE LAW

12 *V.G. Nesterenko, A.S. Konyakhina*
Features of the Procedure for Appealing Against Actions (Inaction) of the Governing Bodies of the State Subsoil Fund in Administrative Order

GLOBAL SUBSOIL USE

16 *Igor Shpurov, Alexandr Shpilman, Olga Trofimova*
Sustainable Resource Management: Current Challenges for the Global Community until 2030

22 *N.N. Andreeva*
Consulting and Expert Services in Russian Federation and All Over the World. The Place and the Role in Market Economics

NEWS FROM THE STATE DUMA COMMITTEE

30 *A.N. Itshenko*
Chronicle of Legislative Work: Autumn Session Started

GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

36 *V.S. Sobolev, V.N. Makarevich, N.I. Iskritskaya, R.R. Saibushev, I.S. Borovikov, A.A. Shchepochkina*
The Possibility of Reproduction of Oil Resources in the Western Regions of the Volga–Ural Oil and Gas Province by Opening and Involvement in the Development of Deposits of Heavy High–viscosity Oil Permian System

GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION

46 *A.K. Vishnyakov, R.R. Khasanov, V.A. Khamin*
Downhole Mining of Horizontal Chambers

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

54 *D.V. Kozlova*
Digital Testing Areas for Unconventional Oil: the Key to New Technologies Development

60 *L.E. Chesalov*
Experience in the Creation and Operation of National Banks of Geological and Geophysical Information

70 *D.B. Arakcheev, E.M. Yuon*
ROSGEOLFOND: from Archive to Digital Subsurface Management

78 *A.S. Bochkov*
Priorities of Digital Transformation in Geological Exploration on the Example of PAO Gazprom Neft

84 *V.Ya. Shklover, N.A. Artemov, I.G. Maryasev, T.G. Dmitrieva, A.Yu. Rashkovsky, V.A. Karpov*
Technology Analysis and Digital Core Modeling as Part of the Infrastructure of the "Digital Field". From Geological Exploration to Industrial Exploitation

98 *P.A. Stulov*
Modern Technologies for Creating a Model of the Pore Space of Rocks

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

104 *I.V. Shpurov, T.A. Korovina, E.A. Romanov, V.V. Shimansky*
Improving the Reliability of Geological Information. Geological Survey System

110 *K.V. Tarakanov*
Attributes of Deposits of Hydrocarbons on Small–scale Tomographic Models of a Gravitational Field

116 *Yu.A. Volkov*
New Methodology for the Preparation of the Geological Basis for the Justification of Geological and Technical Measures, Drilling of New Wells, Audit of Hydrocarbon Reserves and Resources

122 *N.M. Emelianova, V.I. Poroskun*
Quantitative Criteria of Decision–making in Petroleum Exploration

EXPERT TECHNICAL COUNCIL: DISCUSSION RESULTS

134 *I.A. Nagornaya, S.S. Gavrilov, A.A. Mosesyan, O.B. Yampolskaya, S.A. Nagorny, V.V. Tsherbina, E.M. Balyakina*
Determination of the Lower Border of Natural Hydrate Distribution in the Gas Deposits for the Calculation of the Gas Reserves on the Example of Messoyakha Field

ECOLOGY

142 *I.S. Pomelyayko*
The Concentration of a Series of Substances 1–2 Class of Hazards and Long–living Technogenic Radionuclides ^{137}Cs and ^{90}Sr in Natural Environments of the City–resorts of the Region of the Caucasian Mineral Waters

ECONOMICS OF NATURE USE

152 *A.N. Krischenko*
The Danger of Legal Nihilism in the Preparation of a Feasibility Study of the Conditions

NEWS

164 *O.V. Trofimova*
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves

166 *T.P. Linde*
News of GKZ

169 *News*

Какие ожидания связываете Вы с цифровизацией недропользования и что уже сделано в этом направлении?

В.В. Черепанов, *член Правления ПАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти, канд. геол.-мин. наук, gazprom@gazprom.ru*

Под цифровой трансформацией недропользования мы понимаем внедрение цифровых инноваций с целью эффективного взаимодействия всех участников процесса недропользования. Базой для этого продолжает оставаться глобальная «цифровизация» текущих организационных бизнес-процессов. При этом «мотором», обеспечивающим системную трансформацию, в первую очередь, изменения в характеристиках самой работы организации, является совершенствование подходов к управлению проектами на этапе разведки и добычи.

Переходу на «цифровое управление» минерально-сырьевой базой ПАО «Газпром» способствует создание надежного механизма сбора, хранения, обработки и передачи информации. В 2015 г. на базе ООО «Газпром геологоразведка» сформирован единый банк данных атрибутивной и картографической геологической, геофизической, экологической и технологической информации по лицензионным участкам недр, месторождениям и перспективным площадям углеводородов, находящимся в сфере деятельности ПАО «Газпром», позволяющий хранить и обрабатывать гигантские массивы данных с целью повышения качества подготовки запасов углеводородного сырья и оперативности принятия управленческих и производственных решений на всех этапах реализации проектов геологоразведочных работ.

Сегодня на основе уже достигнутых высоких показателей «цифровизации» перед ПАО «Газпром» стоит задача по обеспечению перехода на «цифровое управление». Важнейшим шагом в этом направлении является создание и сквозное сопровождение комплексных, интегрированных моделей с использованием единого информационного пространства для всех участников процесса на всех этапах жизненного цикла месторождений – от проведения геологоразведочных работ до завершения добычи углеводородов.

Кроме этого, в ПАО «Газпром» реализованы и активно развиваются следующие комплексные цифровые технологии: «цифровая экономическая модель» предусматривает ведение экономических паспортов и учета экономических показателей от этапа планирования приобретения участка недр до завершения всех видов работ на нем; «цифровой керн» позволяет определять петрофизические параметры образцов на основе математического компьютерного моделирования с использованием результатов электронной микроскопии и электронно-ионной микротомографии.

Деятельность ПАО «Газпром» в области геологоразведки и разработки месторождений в течение последних двух десятилетий базируется на использовании постоянно действующих цифровых геолого-технологических моделей залежей углеводородов. В настоящее время такие модели на объектах ПАО «Газпром» включают в себя не только «подземную часть» – геологические и фильтрационные модели, но и модели сетей сбора и подготовки углеводородов к транспортировке, которые позволяют оптимизировать весь процесс добычи углеводородного сырья.

Одним из ярких примеров самого передового опыта по внедрению цифрового управления является Южно-Русское месторождение. С момента ввода в эксплуатацию на газовом промысле последовательно внедрялись решения в области автоматизации и моделирования технологических процессов, в рамках которых проведена работа по оцифровке всего объема геолого-геофизической информации, созданы детальные цифровые модели скважин и системы сбора, разработана интегрированная модель месторождения, описывающая с помощью математического аппарата движение

газа от пласта до входа в установку комплексной подготовки газа. Внедрена информационно-управляющая система, которая осуществляет управление и контроль работы исполнительными механизмами, предоставляющими пользователям всю необходимую оперативную информацию о технологических процессах в режиме реального времени.

Применяемые цифровые технологии повышают эффективность совместной эксплуатации сеноманских и туронских скважин по единой газосборной сети, а также позволяют оптимизировать капитальные и операционные затраты производства.

К.В. Гаранин, *главный геолог АК «АЛРОСА» (ПАО), канд. геол.-мин. наук, info@alrosa.ru*

Процесс цифровой трансформации – это неизбежное будущее всего геологоразведочного комплекса АК «АЛРОСА» (ПАО) (далее – ГРК). Речь идет не о простой автоматизации процессов, создании банков, баз данных или цифровых картографических материалов, но и глубоком преобразовании самой методологии поисков алмазных месторождений и всего, что с этим связано. Это абсолютно новые технологии получения и анализа пространственных геологических данных, включающие применение элементов искусственного интеллекта, новых методов статистического и логистического анализа, данных космического и авиационного дистанционного зондирования, беспилотных летательных автоматов, новых технологий бурения с оцифровкой керна или 3D-сканирования стенок скважин, применение систем автоматизированного минералогического и петрографического анализа, оптимизации и оцифровку всех производственных процессов, создание новых рабочих мест, которые ранее не существовали и др.

Первый шаг на пути к цифровизации – сдвиг в мышлении, приспособляемость к новым технологиям. Изменения коснутся многих специальностей. Мы все больше и больше будем перекладывать многие рутинные задачи на машины, что позволит геологам сосредоточиться на творческой работе. Это означает, что будет меняться методология и технология геологоразведочных работ, а значит, будут меняться функции и должностные обязанности, полномочия сотрудников, и все это будет происходить в ускоренном темпе. Достижение организационной гибкости ГРК является непростой задачей. Нами уже сейчас проведено реформирование и изменение структуры ГРК, сокращение дублирующих функций и избыточных затрат. Сформировалась понятная структура, благодаря которой мы сохранили опытных специалистов. Однако обратной стороной цифровизации является сокращение рабочих мест.

Вторым важнейшим шагом на пути к цифровизации является обеспечение процесса сбора, учета, систематизации, накопления, хранения, актуализации, поиска, распространения и использования геологической информации. В АК «АЛРОСА» (ПАО) создана Информационная Система Интеграции, Хранения и Обработки Геолого-геофизической Информации (ИСИХОГИ) и научная База данных по исследованию алмазов и минералов-спутников «*RSEARCH*». Обе разработки являются собственностью нашей компании, нами получены авторские свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ. Структура ИСИХОГИ ориентирована на сложившийся в АК «АЛРОСА» (ПАО) комплекс геологоразведочных работ, включает модули планирования, документирования и опробования скважин, хранения и визуализации результатов каротажа, данных по аномалиям, полученным с помощью наземных и аэрометодов геофизической съемки. Модуль «Лаборатория» предназначен для ввода данных по обработке проб и результатов минералогического, геохимического, петрографического и петрофизического анализов. На данный момент эта система обеспечивает централизованный ввод информации по геологическим точкам наблюдений (точки маршрутных наблюдений, шурфы, скважины), включает их пространственное положение и тип, расширенное геологическое описание вскрытых слоев горных пород, результаты минералогических и геохимических анализов, геофизических исследований скважин, а также характеристики геофизических аномалий. Система ИСИХОГИ эксплуатируется в производственном режиме в подразделениях компании с 2003 г., ее развитие продолжается и в настоящее время. С созданием отдела инновационных и геоинформационных технологий в Научно-исследовательском геологическом предприятии (НИГП) мы ожидаем, что ИСИХОГИ перейдет на новый качественный уровень развития.

Научная база данных по исследованию алмазов и минералов-спутников «*RSEARCH*» позволяет автоматизировать процесс анализа и принятия решений, основанных на информации о самих алмазах и их минералах спутниках. Для анализа данных применяются как простые методы статистики, так и нейросетевой анализ выборок для выполнения анализа данных и формулирования выводов с использованием специального программного обеспечения. Таким образом, внедрение «умных» решений в отдельных сегментах производственного цикла позволило улучшить процессы принятия решений, повысить эффективность геолого-поисковых работ.

Сделано очень много, но предстоит сделать еще больше – нам необходимо обеспечить единый документированный процессный подход в производственной деятельности всех геологических подразделений и предприятий Группы АЛРОСА. Единый процессный подход подразумевает разработку и внедрение единых стандартов накопления первичной информации, предоставление результатов ее обработки, начиная с выбора новых перспективных площадей для дальнейшего лицензирования и заканчивая оценкой алмазоносного потенциала объектов не только в России, но и за рубежом, апробацией ресурсов кимберлитовых полей, построением схем технологических процессов предприятий ГРК Группы АЛРОСА в соответствии с Системой менеджмента качества *ISO 9001* и *SO/IEC 17025* и их документационным обеспечением. Мы готовы к развитию и к переменам, связанным с появлением цифровых и инновационных технологий в недропользовании.

И.А. Черяков, *заместитель главного геолога – начальник геологического управления ПАО «Сургутнефтегаз»*

Задачи цифровой трансформации недропользования, по моему мнению, должны быть тесно связаны с решением вопросов комплексного управления всей цепочкой недропользования в режиме реального времени, от оформления лицензии до информационно-аналитического сопровождения процессов поиска и разведки месторождений, добычи и переработки минерального сырья.

В ПАО «Сургутнефтегаз» созданы собственные базы данных геолого-промысловой информации, позволяющие оптимизировать изучение и освоение участков недр, своевременно вносить корректировки в постоянно действующие модели месторождений. Обеспечена единая точка доступа к геолого-промысловой информации, простой и удобный доступ к данным по геолого-промысловым объектам, к визуализации полного объема графических материалов по геологоразведочным работам. Существующие базы тесно связаны со всеми технологическими процессами, протекающими в ПАО «Сургутнефтегаз».

И.Э. Мандрик, *д-р техн. наук, член Правления ПАО «ЛУКОЙЛ», вице-президент по геологоразведке и разработке*

Структура сырьевой базы как Группы «ЛУКОЙЛ», так и нефтегазового комплекса России в целом, претерпевает существенные изменения. Основное – увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам и высокообводненным залежам месторождений на поздних стадиях разработки.

Ухудшение качества и структуры запасов – объективная тенденция, которую мы не в состоянии изменить. Вместе с тем мы способны оказывать влияние на технологическую составляющую нефтяного производства. Следовательно, выбор технологий, развитие которых способно обеспечить наибольший экономический эффект применительно к ресурсной базе конкретного недропользователя не только сегодня, но и в долгосрочной перспективе – наша приоритетная задача.

Анализ современной мировой практики показывает, что наибольшим потенциалом увеличения эффективности добычи нефти обладают интегрированные решения, при которых управление основными бизнес-процессами (от геологического и гидродинамического моделирования, проектирования разработки и обустройства месторождений до экономического прогнозирования и принятия текущих производственных решений) происходит в рамках единой платформы, а не разрозненного набора локальных производственных систем.

По мнению специалистов Компании, формирование интегрированных производственных платформ возможно на базе динамично развивающихся в последние годы цифровых технологий (*big data*, цифровые двойники, искусственный интеллект и другие). В первую очередь это обусловлено количеством информации, требующим обработки и анализа, возрастающим в геометрической прогрессии по ходу жизненного цикла каждого месторождения.

ЛУКОЙЛ сделал свой выбор в пользу «цифры»: так, с 2015 г. Компания приступила к апробации системы «Интеллектуальное месторождение», представляющей собой интегрированный в единое цифровое пространство набор моделей: пласт – скважина – наземная инфраструктура – экономическая оценка – интегрированное планирование – модель потенциала с учетом ограничений. На текущий момент данная технология, направленная на обработку больших потоков информации и повышение скорости принятия решений, эксплуатируется в промышленном режиме более чем на 20 месторождениях в большинстве ключевых нефтегазодобывающих организаций Группы «ЛУК-

ОЙЛ» – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

Также на ряде месторождений западно-сибирского региона протестированы подходы по оперативному управлению заводнением на «зрелых» нефтяных месторождениях с использованием нейронных сетей. По результатам апробации подтверждена расчетная эффективность применения нейросетевых моделей, что в совокупности со значительным количеством месторождений на поздних стадиях разработки в корпоративном портфеле позволяет говорить о высоком потенциале тиражирования технологий с использованием нейросетей уже в среднесрочной перспективе.

Однако говорить о широком промышленном внедрении цифровых технологий в процесс управления разработкой месторождений все же пока преждевременно.

Сегодня в Компании ведется работа по формированию программы «Цифровой ЛУКОЙЛ 4.0», одна из целей которой – обеспечить наивысшее качество управления разработкой месторождений независимо от стадии освоения и особенностей геологического строения. При подготовке программы используются результаты реализованных на месторождениях Группы «ЛУКОЙЛ» пилотных проектов по внедрению цифровых технологий в области управления разработкой, в том числе о названных выше.

Несмотря на то, что в Компании «цифровизация» осуществляются преимущественно на отечественных разработках специализированного программного обеспечения, включая разработки в области компьютерной безопасности, технологический и экономический эффекты от реализации этой программы могут существенно снизиться по причине отсутствия отечественных аппаратно-программных комплексов, применяемых в отрасли в промышленных масштабах.

Считаю, что на переходном этапе к очередной четвертой промышленной революции государство должно взять на себя инициативу по ускоренному созданию современного отечественного безопасного вычислительного оборудования и соответствующего программного обеспечения, что стало бы необходимым условием успешной «цифровизации» не только нефтедобывающей, но и всей отечественной промышленности.

Р.С. Хисамов, *д-р геол.-мин. наук, профессор, главный геолог – заместитель генерального директора ПАО «Татнефть», Khisamov@tatneft.ru*

Цифровизация недропользования в настоящее время не только дань «моде», а острая сложившаяся необходимость в свете перехода мировой экономики на новый инновационный путь развития. Современная нефтегазодобывающая индустрия работает в режиме постоянного многофакторного анализа. В этих условиях для принятия эффективного решения приходится перерабатывать десятки и сотни терабайт различной исходной информации. И это естественный путь к созданию цифровых моделей залежей и целых месторождений. Но до создания модели месторождения его необходимо открыть, опоисковать и подготовить к эксплуатации. Это сложнейший начальный этап (этап поисково-разведочных работ), который также требует перехода на цифровое моделирование с последующим симбиозом всей накопившейся информации для проектирования геоинформационной стратегии Компании и создания постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей – основ цифровых месторождений. Для создания таких систем необходимо проработать следующие направления развития:

– единая база геологической информации по РФ;

– оцифрованная база данных (цифровой керн);

– цифровая модель месторождения – геомеханика (система разработки);

– прогнозирование (методы глубокого машинного обучения для распознавания аналогичных структур, пластов и т.д.);

– использование портфельного анализа (рассматривать сценарии и опции развития актива, помогая организовать стратегическое и среднесрочное планирование);

– автоматизация и оптимизация процесса разработки залежей нефти.

На текущий момент ПАО «Татнефть» на начальной стадии проводит работы по оцифровке геолого-геофизической информации и документов.

П.П. Повжик, *заместитель генерального директора по геологии ПО «Белоруснефть», канд. техн. наук, povzhik@beloil.by*

Основной задачей цифровой трансформации нефтегазовой отрасли является внедрение новых технологий и технологических решений для изменения формата своей

операционной среды и эффективного использования возросшей производительности, большей результативности, совершенствование процессов планирования, управления и снижения расходов.

Цифровая трансформация недропользователя нацелена, прежде всего, на возможность быстрого принятия решений с учетом оценки рисков и неопределенностей, а также на повышение производительности.

Процесс добычи углеводородов связан с колоссальными объемами изучения и анализа исходной информации. В прошлом столетии инженерам-нефтяникам приходилось анализировать и систематизировать огромный объем информации, вести расчеты вручную. С приходом численных методов расчета удалось выйти на качественно новый уровень решения производственных задач.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”» внедрены программные комплексы и технические средства по автоматизации производства, которые позволяют вести полный контроль всего цикла добычи, подготовки и транспорта нефтепродуктов. Разработаны и запатентованы системы телеметрии и телемеханики, предназначенные для мониторинга состояния и контроля режима эксплуатации скважин, систем разработки. Созданы базы данных для оперативного мониторинга геолого-промысловой информации. Активно развиваются направления управления трудовыми ресурсами, мониторинга рынка, процесса формирования материально-технического обеспечения, формирования стратегии развития предприятия.

По мере сокращения активных запасов углеводородов и роста технологичности производства цифровая трансформация становится критически важным условием для поддержания конкурентоспособности нефтегазовых компаний.

Стратегическая программа по внедрению цифровой трансформации способствует компаниям нефтегазового сектора оценивать каждое структурное и дочернее предприятие, определять передовые цифровые технологии и достигать конкретные бизнес-цели.

Цифровая культура в данной системе является фундаментальной составляющей цифровой трансформации.

П.И. Кушнарев, *главный специалист ВИМС, канд. геол.-мин. наук, Kushnarpi@mail.ru*

Начало XXI в. характеризуется стремительным развитием информационных технологий в геологии, в разведке месторождений. Еще лет пятнадцать назад специалисты по разведке, включая сотрудников ГКЗ, спорили о возможностях применения блочных моделей для подсчета запасов. В настоящее время практически ни одно технико-экономическое обоснование кондиций, представляемое на государственную экспертизу, не обходится без применения этого подхода при оценке запасов, особенно по вариантам кондиций.

Блочные модели становятся незаменимыми для оптимизации горных работ, составления календарных графиков отработки месторождения. Блочные модели все чаще применяются для планирования и проведения эксплуатационных работ, а также создания отчетных документов о погашении запасов, о фактических потерях и разубоживании. Поскольку для этих целей используются программы, созданные за рубежом, заложенные в них решения и алгоритмы пока не имеют официального одобрения для нашей страны.

Широкие шаги делаются в области сбора, хранения и обработки информации; отсутствие базы данных по изучаемому объекту становится «дурным тоном». Решаются задачи управления базами данных на основе специализированных программных комплексов. Впереди – внедрение блокчейн-технологий, обеспечивающих обмен информацией и ее сохранение без возможности искажений.

Цифровизация вторглась в любимое занятие геологов-разведчиков – ведение первичной документации. В передовых организациях геолог ведет документацию непосредственно на компьютере, как правило, в тепле и в уюте.

Задачи определения координат точек наблюдения решаются совершенно иначе, чем раньше. Топосъемку местности, контроль за состоянием дневной поверхности в местах горных работ, съемку карьеров во время эксплуатации ведут дроны. Им же доступно проведение геофизических исследований аэрометодами.

Несоизмеримо облегчилась задача создания отчетных документов, особенно табличных и графических приложений. Существенно расширились возможности обработки цифровой информации, проведения любого вида расчетов, визуализации результатов. в том числе в 3D-виде.

В целом внедрение цифровых технологий в практику недропользования – веление времени, и сойти с этой дороги просто невозможно.

В ближайшем будущем в этой области хотелось бы видеть активное участие отечественных специалистов в развитии этих технологий, в разработке российских программных продуктов.

Другая важная задача – научить специалистов, особенно молодежь, не только использованию программных продуктов, но и пониманию, что это лишь инструмент для работы. Основное – это эрудиция геолога, его способность к творчеству и самостоятельному мышлению.

Постановку задач исследований и выбор материала определяет только геолог. Вычислительная машина не способна сама заметить в хаосе цифр определенные закономерности и зависимости. Техника не сообразит, как это сделал геолог Цареградский (напарник Билибина по Колымской экспедиции), что в трещинах скального плотика, в русле таежной реки могут находиться золотые самородки.

И всем нам – удачи!

А.А. Твердов, *технический директор IMC Montan, канд. техн. наук, эксперт ОЭРН, эксперт ГКЗ, сертифицированный Ростехнадзором эксперт, andrey.tverdov@imcgroup.ru*

В настоящее время активное внимание уделяется вопросам цифровизации горно-геологической информации и отдельных процессов недропользования – как в России, что нашло отражение в государственной политике, так и мировом сообществе сервисных и инжиниринговых компаний в сфере недропользования. Стоит отметить, что на последнем совещание руководства компании DMT Gmbh и ее дочерних подразделений (включая *IMC Montan*), прошедшем в сентябре 2018 г. и собравшем руководителей из десятков стран мира, проблемы цифровизации горной отрасли были в числе главных обсуждаемых тем.

Сам по себе термин цифровизация неоднозначен и многогранен. К цифровизации вполне можно отнести следующие сферы недропользования:

– электронный документооборот;

– автоматизация процессов проектирования и планирования горных предприятий;

– мониторинг и диспетчеризация процессов недропользования;

– автоматизация и роботизация процессов добычи и переработки минерального сырья;

– искусственный интеллект, как альтернатива человеческого участия в процессах планирования и надзора за добычей и переработкой минерального сырья.

Представляется, что наиболее простая задача, принципиально решаемая при текущем уровне развития науки и технологии – максимизация степени электронного документооборота. Это касается как отдельно взятых горных производств, так и государственной системы надзора и контроля за недропользованием, включая формирование электронных баз данных (геологической информации, статистической информации и т.д.). Сегодня имеется техническая возможность максимально полной цифровизации всей исходной горно-геологической документации, включая сканирование кернов. При соответствующем внимание и финансировании для ее реализации может потребоваться 2–3 года.

Существенные прорывы также отмечаются в области информатизации и автоматизации процессов проектирования горных производств. Прошло не так много времени с момента начала внедрения в России программ трехмерного геологического моделирования и оптимизации горных работ, однако наша странна уже находится на уровне мировых лидеров в практическом применении данных продуктов. Следует отметить, что «горное дело», равно как и геология, традиционно и заслуженно рассматривается, как «искусство», т.е. область человеческих знаний, требующих большого опыта исполнителя при решение нелинейных задач, зачастую не описываемых даже самыми сложными алгоритмами. В этом смысле полностью автоматизировать процессы стратегического планирования и проектирования горными производствами невозможно, и все программные продукты являются хорошими инструментами для упрощения работы проектировщиков и профильных специалистов, сокращающими трудозатраты и повышающими качество конечного продукта. Целевые усилия в данном направлении следует адресовать развитию BIM-технологий, а также расширению программных модулей планирования горного производства с охватом самого широкого спектра отдельных производственных процессов (БВР, транспортные процессы, управление качеством на краткосрочном и среднесрочном горизонте времени и т.д.) и постепенной взаимоувязкой этих модулей в единый интерфейс. Можно предположить, что для полноценного решения таких задач потребуется 10–15 лет при соответствующем финансировании.

На многих предприятиях отмечается высокий уровень мониторинга основных производственных процессов недропользования. Основной задачей ближайшей перспективы является перевод мониторинга в режим непрерывного отслеживания всей полноты производственных процессов с сокращением времени на обработку информации и представление ее результатов в максималь-

но информативном виде. При этом отмечаются эволюционные прорывы в область автоматизации и дистанционного управления отдельными процессами (распределение автосамосвалов по добычным забоям, управление ремонтными процессами, управление работой обогатительных фабрик и т.д.). Непосредственные потребители систем автоматизации отмечают безусловные плюсы, выражаемые в повышении эффективности производства и снижении операционных затрат. Задачей здесь является расширение области автоматизированных процессов и подпроцессов горного производства. В конченом итоге это позволит перейти к следующему этапу (находящемуся на ранней стадии внедрения) – роботизации всего цикла добычи и переработки минерального сырья. Однако данный этап требует больших вложений в НИОКР механизации горных и обогатительных процессов и на данный момент пока еще не конкурентен по совокупности капитальных и операционных затрат – в сравнении с традиционной схемой организации работ. Тем не менее уже имеются пионерные работы в области безлюдных технологий при добыче открытым и подземным способом. В перспективе такие технологии позволят расширить области недропользования, переходя к отработке высокорисковых участков недр с точки зрения безопасности здоровья персонала (глубокие горизонты карьеров, участки шахт с особо опасными горно-геологическими условиями и т.д.). Финальным этапом развития роботизации можно считать внедрение «искусственного интеллекта», принимающего на себя роль человека при решении нелинейных задач, в том числе задач текущего и стратегического управления производством. Однако внедрение искусственного интеллекта сопряжено как с технической реализуемостью, так и с этической составляющей (включая делегируемую ему степень свободы воли). Если задача масштабной автоматизации отдельных процессов добычи и переработки минерального сырья предположительно может быть решено в течение 15–20 лет, то разработка и внедрение в горные производства «искусственного интеллекта» пока еще носит призрачный характер.

Анализируя опыт зарубежных коллег в части цифровизации, можно отметить, что Россия пока не только не отстает, но и в какой-то степени входит в число стран, наиболее динамично развивающих применение цифровизации в горном деле. В настоящее время имеются очень хорошие примеры предприятий с высокой степенью диспетчеризации и автоматизации, использованием современных продуктов трехмерного моделирования. Ведутся работы в области безлюдных технологий и дистанционного управления горными процессами. Важно не останавливаться на достигнутом, оказывая содействие в области импортозамещения как программного обеспечения, так и ключевого горного оборудования. К сожалению, объективно стоит отметить, что в части производства конурентноспосбных программных продуктов и горного оборудования Россия имеет существенные пробелы. В этом смысле поддержку отечественному машиностроению следует оказывать с учетом ориентации на наиболее современные решения, а не только по принципу простого замещения широко апробированного оборудования.

Б.В. Курцев, *генеральный директор ООО «Майкромайн Рус»,*
mmrussia@micromine.com

Мне посчастливилось присоединиться к горнодобывающей отрасли в 2005 г., можно сказать, на начальном этапе внедрения горно-геологических информационных систем.

С одной стороны, иностранные инвесторы тогда не понимали отчеты, которые им предоставлялись на основе российских стандартов. Они оперировали понятиями международной отчетности, такими, например, как требования Кодекса *JORC*, а это подразумевает под собой использование трехмерного моделирования и геостатистических методов оценки. Российским геологам пришлось учиться использовать ГГИСы, и в процессе использования они увидели массу преимуществ.

С другой стороны, когда мы, пытаясь объяснить уже опытным маркшейдерам и горным инженерам, что кроме *AutoCAD* и *Excel*, можно с успехом использовать более продвинутые системы, мы пришли к выводу, что нужно попробовать зайти на более ранних стадиях формирования профессионалов. Тогда мы пошли в вузы и активно включились в процесс подготовки специалистов. Наша поддержка и помощь помогли вузам и преподавателям подготовить новое поколение студентов, которые, приходя на предприятие, уже знают, для чего нужен ГГИС и как пользоваться подобными инструментами (в частности, *Micromine*).

Сейчас уже практически на каждом предприятии имеется одна из ГГИС, в которых работают как опытные профессионалы, так и молодые специалисты. Это наглядно демонстрирует, настолько прочно информационные технологии вошли в жизнь современного горного инженера и геолога.

Я могу сказать, что за последние 10 лет наша промышленность сделала то, к чему шли все наши иностранные коллеги с середины 1970-х гг. Если 5 лет назад мы возили наших российских специалистов в Канаду и Австралию – показывали им опыт зарубежных компаний, то сейчас уже австралийские коллеги хотят посетить передовые предприятия России, чтобы что-то позаимствовать у нас.

Основная тенденция направлена на все более глубокую интеграцию систем, т.е. уже сейчас машины начинают больше общаться напрямую с компьютерами, минуя человека. Например, паспорта БВР, которые вы делаете у себя в АБК, вы передаете по *WiFi* или другим каналам связи на буровой станок под землей, и он уже работает в соответствии с тем паспортом, который вы сделали на поверхности. Или, к примеру, вы прошли с лазерным сканером по горным выработкам, в кратчайшие сроки загрузили данные съемки в одну из ГГИСов, построили трехмерную модель выработки, подсчитали объемы и на основе полученной информации приняли те или иные производственные решения.

Уверен, что в будущем все большее значение будет придаваться моделированию всех рабочих процессов до начала их реализации; по сути, это создание виртуального проекта рудника или рабочего участка, который позволить оптимизировать работу на начальных этапах.

Еще одна тенденция – унификация. Все идет к тому, что это будет одно большое информационное пространство, в котором хранится вся доступная информация, с которой и будут работать все вовлеченные специалисты.

Я надеюсь, что цифровизация производства поможет облегчить доступ к данным, и это повлечет за собой упрощение процессов согласования необходимых процедур, в том числе с контролирующими органами.

И наконец, четвертая тенденция – это роботизация. Вывод людей из-под земли на поверхность становится все более и более актуальной задачей. Это, в первую очередь, связано с вопросами безопасности, но также и с экономией ресурсов.

К настоящему моменту уже воспитано новое поколение, которое понимает, почему и для чего нужны ГГИС, базы данных и т.д. Их тесная кооперация с более опытными коллегами, которые безусловно являются высочайшими профессионалами, позволит развивать нашу горнодобывающую промышленность, делая ее все более и более современной, ресурсоемкой, энергоемкой. Что в конечном итоге позволит увеличить благополучие нашей страны. . .

Подписка на журнал «Недропользование XXI век»

Подписаться – ПРОСТО и ДЕШЕВО:

– зайти на сайт **www.naen.ru**
– распечатать и заполнить квитанцию
– оплатить подписку в любом отделении любого банка

Мы пришлем вам готовую к оплате квитанцию, если вы заполните на сайте форму «Заявка на подписку»

Стоимость годовой подписки:
на печатную версию – 6000 руб.
на электронную версию – 5400 руб

Члены Евразийского союза экспертов по недропользованию могут оформить льготную (50%) подписку на бумажную версию журнала, а также бесплатно – на электронную, обратившись в ЕСОЭН по адресу: reception_eues@eues.ru

Для студентов, аспирантов и преподавателей ВУЗов существует льготная годовая подписка на электронную версию (2400 руб.)

От **юридических** лиц ждем реквизиты (карточку предприятия) для выставления счета.

Телефон отдела подписки: 8 (495) 780 33 12

Оформляя подписку через подписные агентства, указывайте индекс нашего журнала:
81974 – в каталоге «Газеты. Журналы» Агентства «Роспечать»
86297 – в Объединенном каталоге «Пресса России»

УДК 346.5

В.Г. Нестеренко
журнал «Нефть, Газ и Право»
главный редактор
НОУ ДПО «Школа «ПравоТЭК»[1]
президент
victor.nesterenko@lawtek.ru

А.С. Коняхина
группа изданий «ПравоТЭК»[1]
ответственный секретарь
anastasia.konyakhina@lawtek.ru

Особенности процедуры обжалования действий (бездействия) органов управления государственным фондом недр в административном порядке

[1]Россия, 115054, Москва, ул. Зацепа, 23.

Авторы подробно рассматривают процедуру обжалования действий (бездействия) органов управления государственным фондом недр, а также нормативных правовых актов в административном порядке. В статье описывается порядок составления административной жалобы, возможные результаты рассмотрения жалобы. Авторы отмечают преимущество административного порядка перед судебным процессом, рассматривая конкретные практические ситуации

Ключевые слова: обжалование действий (решений) государственных органов; административная жалоба; Роснедра; недропользование; актуализация лицензий на право пользования недрами

Особенности процедуры обжалования действий (бездействия) органов управления государственным фондом недр в административном порядке имеют ряд преимуществ по сравнению с судебным порядком:

– отсутствие срока исковой давности (срок подачи жалобы в судебном порядке – 3 месяца);

– небольшой (в сравнении с судебным порядком) срок рассмотрения жалобы – 30 дней, с возможностью продления на 30 дней и уведомлением недропользователя о принятом решении и причинах продления;

– рассмотрение жалобы осуществляется компетентным лицом (вышестоящим органом);

– оперативное исполнение принятого решения.

Следует помнить, что подача жалобы в административном порядке не гарантирует ее удовлетворение.

Процедура обжалования нормативного правового акта в административном порядке включает ряд механизмов:

– подготовка заявителем жалобы и приложений к ней;

– направление жалобы в уполномоченный орган;

– рассмотрение уполномоченным органом поступивших материалов на соответствие требованиям.

При осуществлении процедуры проведения аукционов (конкурсов) рассмотрение жалобы – в течение 15 дней. При этом срок рассмотрения жалобы на отказ органа, предоставляющего государственную услугу, его должностного лица в приеме документов у заявителя либо в исправлении допущенных опечаток и ошибок или в случае обжалования нарушения установленного срока таких исправлений не должен превышать 5 рабочих дней с момента ее регистрации.

В иных случаях – в течение 30 дней.

Уровень обжалуемых решений, действий (бездействия):

– если обжалуются действия территориального органа, жалоба направляется в Роснедра;

– если обжалуются действия Роснедра, жалоба направляется руководителю Роснедра или в Минприроды России;

– на действия руководителя Роснедра жалоба направляется в Минприроды России.

При этом жалоба на действия организатора аукциона (конкурса) может быть подана непосредственно в указанный орган.

Возможные результаты рассмотрения жалоб:

– отказ в рассмотрении жалобы (незначительное количество отказов);

– отказ в удовлетворении жалобы ввиду отсутствия нарушений в действиях государственного органа;

– наличие сведений, требующих проведения дополнительной проверки в целях подтверждения либо неподтверждения фактов, изложенных в жалобе;

– принятие решения об удовлетворении жалобы и отмене оспариваемого ненормативного акта, решения органа государственной власти.

Рекомендуемый перечень основных сведений, включаемых в содержание жалобы:

– информация о подателе жалобы/заявления (включая обратный адрес для получения ответа);

– сведения о наличии нарушения при исполнении государственной функции;

– ссылки на обосновывающие документы;

– данные о том, как оспариваемым решением/действием нарушаются права заявителя;

– сведения о том, какие решения/действия в действительности должны были быть приняты/осуществлены;

– просительная часть (какой результат планируется получить после рассмотрения жалобы);

– приложения, обосновывающие содержащуюся в жалобе позицию (судебные акты, акты надзорных органов, графические приложения.

Например, обжалование отказа в переоформлении лицензии включает в себя следующие аспекты:

– представление жалобы на отказ в переоформлении лицензии;

– запрос в Роснедра заявочных материалов для целей оценки соответствия;

– подготовка заключения по результатам рассмотрения;

– направление соответствующего поручения территориальным органам.

Таким образом, прежде чем принимать решение об обращении в суд, целесообразно рассмотреть приведенный выше порядок обжалования.

Пример с внесением изменений в лицензию. Во время проведения разовой актуализации лицензии недропользователю на подписание было направлено дополнение, которое содержало массу технических ошибок, опечаток и неверных сведений. Заметив нарушения, несмотря на ограничение срока в 30 дней, недропользователь отказался от подписания документа и направил мотивированное возражение в адрес лица, допустившего ошибки в оформлении лицензии. В ответ ему были направлены новые дополнения с устранением указанных недочетов. Но и этот исправленный документ содержал ошибки – сведения, включенные в лицензию по ресурсам недр, на тот период были уже неактуальны. Недропользователь снова не подписал дополнение, направив в Госэкспертизу запасов сведения с приложением протокола и просьбой исключения недостоверной информации из лицензии. В ответ государственный орган отказал ему в переделке документа и аннулировал дополнения. Недропользователь направил жалобу в Роснедра, где ситуация и была рассмотрена. В адрес территориальных государственных органов было направлено соответствующее поручение с указанием восстановить дополнения и внести соответствующие корректировки в части включения актуальных сведений. В итоге обращения с жалобой недропользователь успешно защитил свои права.

Пример с продлением срока действия лицензии. Недропользователь перестраивал отчет с подсчетом запасов на государственную экспертизу, получил рекомендацию о продолжении работ в части доизучения объекта. С этой целью подготовил и направил пакет документов в государственный орган для внесений изменений в части продления срока поисковой лицензии и проведения в дальнейшем геологоразведоч-

ных работ. Территориальный орган Роснедра отказал недропользователю в продлении срока, мотивировав тем, что срок проведения экспертизы в целом составляет 60 дней, а до окончания срока действия лицензии дней оставалось меньше. Также Роснедра в качестве дополнительной причины отказа выдвинуло утверждение, что данный недропользователь систематически нарушал условия пользования недрами. Это заявление было подтверждено справкой Росприроднадзора от февраля 2017 г.

Вместе с тем в пакете документов недропользователя содержались иные сведения, доказывающие, что никаких нарушений по разработке участков недр с его стороны зафиксировано не было. Соответственно, процедура досрочного прекращения лицензии не была начата, и было признано, что недропользователь является добросовестным лицом. В процессе разбирательства, несмотря на подачу жалобы недропользователем на действия Роснедра, лицензия уже была снята с учета. И только тогда, когда жалоба была удовлетворена, доводы территориального органа были признаны необоснованными, а лицензия восстановлена в учете с продлением срока действия.

Эти примеры свидетельствует о том, что при наличии соответствующих обоснований подобные споры можно и нужно решать в административном порядке, а не в судебном процессе.

Литература

1. Федеральный закон от 02.05.2006 № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации». Доступно на: http://base.garant.ru/12146661/ (обращение 18.10.2018).
2. Федеральный закон от 27.07.2010 № 210-ФЗ «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг». Доступно на: http://base.garant.ru/12177515/ (обращение 18.10.2018).
3. Приказ Роснедра от 05.02.2013 № 100 «Об утверждении Инструкции о порядке рассмотрения обращений граждан в Федеральном агентстве по недропользованию». Доступно на: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_206799/6e262f57a3924e1d70b3436e7f6e004f5be9c589/ (обращение 18.10.2018).

UDC 346.5

V.G. Nesterenko, Chief Editor of «Oil, Gas and Law» Magazine, President of NOU DPO "School" PravoTEK"[1], victor.nesterenko@lawtek.ru
A.S. Konyakhina, Executive Secretary of PravoTEK Publishing Group[1], anastasia.konyakhina@lawtek.ru

[1]23 Zatsepa str., Moscow, 115054, Russia.

Features of the Procedure for Appealing Against Actions (Inaction) of the Governing Bodies of the State Subsoil Fund in Administrative Order

Abstract. The authors consider in detail the procedure for appealing against actions (inaction) of the governing bodies of the state fund of mineral resources, as well as regulatory legal acts in an administrative procedure. The article describes the procedure for drawing up an administrative complaint, the possible results of the consideration of a complaint. The authors note the advantage of administrative order over the judicial process, considering the competitive practical situations.

Keywords: appeal of actions (decisions) of state bodies; administrative complaint; Federal Subsoil Resources Management Agency; subsoil use; update of subsoil use licenses

References

1. *Federal'nyi zakon ot 02.05.2006 № 59-FZ «O poriadke rassmotreniia obrashchenii grazhdan Rossiiskoi Federatsii»* [Federal Law of 02.05.2006 No. 59-ФЗ "On the Procedure for Considering Appeals of Citizens of the Russian Federation".]. Avialable at: http://base.garant.ru/12146661/ (accessed 18 October 2018).
2. *Federal'nyi zakon ot 27.07.2010 № 210-FZ «Ob organizatsii predostavleniia gosudarstvennykh i munitsipal'nykh uslug»* [Federal Law of 07.27.2010 No. 210-ФЗ "On the Organization of Provision of State and Municipal Services"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12177515/ (accessed 18 October 2018).
3. *Prikaz Rosnedra ot 05.02.2013 № 100 «Ob utverzhdenii Instruktsii o poriadke rassmotreniia obrashchenii grazhdan v Federal'nom agentstve po nedropol'zovaniiu»* [Order Rosnedra of 05.02.2013 No. 100 "On Approval of the Instruction on the Procedure for Considering Citizens' Appeals at the Federal Subsoil Use Agency"]. Avialable at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_206799/6e262f57a3924e1d70b3436e7f6e004f5be9c589/ (accessed 18 October 2018).

ГКЗ

Москва • 12–13 декабря 2018 г.

Отель Пальмира Бизнес-Клуб
(г. Москва, Новоданиловская набережная, 6)

Ежегодный научно-технический семинар ФБУ «ГКЗ»

«РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРЕХОДА НА НОВУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ – ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ УВС»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

ЕСОЭН
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

НАЭН
ОПЕРАТОР: АООН «НАЭН»

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Концепция и задачи семинара:

- Создание площадки для обсуждения актуальных вопросов, связанных с переходом на новую классификацию запасов углеводородного сырья при подготовке отчетов по подсчету запасов и проведением государственной экспертизы, методической обеспеченностью, заполнением формы 6-ГР в 2018 г.

- Практика и результаты адаптации новой классификации запасов (адаптация и проблемы)
- Определение роли новой классификации в повышении эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов
- Рассмотрение практики и результатов подсчета запасов УВС на новую классификацию для «сложных» запасов: Ачимовская свита, Тюменская свита, Баженовская свита, Высоковязкие нефти, и др.
- Пояснения по корректному отражению запасов в форме 6-ГР, особенно газа
- Информация о планах на 2019 г.

УЧАСТНИКИ ПОЛУЧАТ СБОРНИК ОБНОВЛЕННЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ЗА ПЕРИОД 2017-2018 ГГ.

По вопросам участия обращаться:
Анна Токарева, тел.: +7 (495) 780-33-12, tokareva@naen.ru, info@naen.ru

УДК 553.04

Игорь Шпуров
д-р техн. наук
ФБУ «ГКЗ»[1]
генеральный директор
Европейская экономическая комиссия ООН
Группа Экспертов по классификации ресурсов (EGRC)
первый заместитель председателя
shpuroviv@gkz-rf.ru

Александр Шпильман
НАЦ РН ХМАО[2]
директор
Европейская экономическая комиссия ООН
Группа Экспертов по классификации ресурсов (EGRC)
эксперт Рабочей группы по УВС
crru@crru.ru

О.В. Трофимова
ФБУ ГКЗ[1]
отдел мониторинга и анализа
заместитель начальника отдела
trofimova_ov@gkz-rf.ru

Устойчивое управление ресурсами: актуальные задачи мирового сообщества на период до 2030 года

[1]Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.
[2]Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Во Дворце Наций в Женеве состоялось заседание 27 сессии Комитета по устойчивой энергетике Европейской экономической комиссии ООН, в котором приняла участие российская делегация во главе с генеральным директором ФБУ «ГКЗ» Первым заместителем председателя Группы Экспертов по классификации ресурсов (Expert Group on Resource Classification) Европейской экономической комиссии Организации объединенных наций (United Nations Economic Commission for Europe) Игорем Шпуровым

Ключевые слова: классификация природных ресурсов; управление ресурсами; гармонизация; связующие документы; гендерное равенство; Система Управления Ресурсами ООН

Различные системы классификации ресурсов, может быть, несколько примитивные с позиции сегодняшнего дня, начали применяться более ста лет назад. Качественно новым уровнем классификации природных ресурсов стала разработанная под эгидой Организации Объединенных Наций Рамочная классификация ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов (РКООН), позволившая прийти к пониманию количества запасов и ресурсов различных минералов и источников энергии отдельных стран, регионов и даже мира в целом. Дальнейшее углубление знаний позволило выстраивать стратегические планы освоения запасов полезных ископаемых.

Однако, несмотря на то, что ресурсы имеют решающее значение для реализации Целей Устойчивого Развития («Повестка дня на период до 2030 года»), мероприятия, связанные с добычей полезных ископаемых, не должны подрывать безопасность планеты и окружающей среды. Понимание граничных условий устойчивого развития и разработка долгосрочных планов управления нашими ресурсами в настоящее время имеют колоссальное значение. Но не менее важно и понимание того, **как** управлять ресурсами. Сегодня основные вызовы связаны не с наличием или отсутствием запасов, а с экономическими, экологическими и социальными аспектами их освоения. Поэтому возникла необходимость трансформации Рамочной классификации ООН в систему управления ресурсами.

26-27 сентября 2018 г. в Женеве (Швейцария) по Дворце Наций состоялась 27 сессия Комитета по устойчивой энергетике Европейской экономической комиссии Организации Объединенных наций (ЕЭК ООН). Работа Комитета осуществляется в соответствии с подпрограммой ЕЭК ООН по устойчивой энергетике, направленной на достижение странами целей устойчивого развития (ЦУР), сформулированных в документе «Преобразование нашего мира: повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года» («Повестка дня на период до 2030 года»).

На последнем заседании Комитета по устойчивой энергетике, проводимом традиционно в сентябре, руководители экспертных групп, входящих в состав Комитета, представили обзор достижений за период, прошедший со времени предыдущего заседания, подвели итоги, представили на утверждение новые методические документы, строили планы на будущее. В составе Комитета по устойчивой энергетике шесть экспертных групп: по энергоэффективности, по возобновляемой энергетике, по экологически чистому производству электроэнергии на основе ископаемого топлива, по угольному метану, по газу, по классификации ресурсов.

Хотелось бы подробнее рассказать о деятельности и планах Группы экспертов по классификации ресурсов.

В Группу экспертов по классификации ресурсов входит более 200 экспертов, объединенных 20 целевых рабочих групп, которые вносят свой вклад в развитие Рамочной Классификации ООН. Отметим наиболее значимые достижения Группы экспертов: 1) Завершена работа над Руководством по социальным и экологическим вопросам РКООН; 2) Разработаны Технические требования РКООН к антропогенным ресурсам в поддержку безотходной экономики; 3) Достигнут прогресс в разработке спецификаций РКООН по солнечной энергии, а также по ветровой и гидроэнергетике; 4) Рамочную классификацию ООН принимают и применяют в различных региональных и национальных контекстах. «РКООН для Европы» при поддержке Европейской комиссией и «РКООН для Африки» при поддержке Комиссии Африканского союза, являются примерами применения этой системы в масштабах целых континентов. Возможно, скоро мы увидим «РКООН для Евразии и Азиатско-Тихоокеанского региона», а также «РКООН для Северной и Южной Америки».

Завершена работа над такими важными проектами в части гармонизации РКООН с другими классификациями, как Связующие документы между РКООН и национальными системами классификации твердых полезных ископаемых и нефтегазовых ресурсов Китайской народной республики. Представленные документы были разработаны Министерством природных ресурсов КНР при консультативном участии Группы экспертов по классификации ресурсов. Работа велась около трех лет. Связующие документы прошли все необходимые процедуры согласования, прежде чем были представлены на утверждение Комитета. И теперь они являются частью официального пакета документов Рамочной классификации ООН и доступны для всеобщего использования. Утвержденные связующие документы опубликованы на сайте ЕЭК ООН.

Другим значительным достижением Группы экспертов по классификации ресурсов является Спецификация антропогенных ресурсов, которая стала первым международным стандартом для управления антропогенными ресурсами в соответствии с целями устойчивого развития (ЦУР № 12) по предотвращению, сокращению, рециркуляции и повторному использованию отходов. Спецификации были подготовлены Рабочей группой по антропогенным ресурсам ГЭКР.

Определенных успехов достигла также Рабочая группа экспертов по вопросам гендерного равенства в управлении ресурсами.

На 9-й ежегодной сессии Группы экспертов по классификации ресурсов в апреле 2018 г. была затронута тема гендерной проблематики. Обеспечение равенства мужчин и женщин и расширение прав и возможностей женщин является одной из Целей устойчивого развития,

провозглашенных в «Повестке дня до 2030 года». Участники сессии Комитета по устойчивой энергетике отметили роль гендерного равенства в современном обществе, и в частности, в управлении ресурсами. Гендерная справедливость необходима как на рабочих местах, так и при принятии важных управленческих решений в компаниях, профессиональных сообществах и органах власти.

В будущем Группа экспертов по классификации ресурсов будет также вести работу по включению женщин в управление ресурсами и работать над тем, чтобы расширить участие женщин в работе экспертных групп и мероприятий, проводимых ЕЭК ООН.

На протяжении многих лет группа, разработавшая Рамочную классификацию ресурсов и запасов, носила название «Группа экспертов по классификации ресурсов». Задачи, которые решают участники группы в последние 3–4 года, выходят далеко за рамки того, что можно было бы назвать классификацией, и в современном смысле деятельность группы характеризует термин «управление». Поэтому, в соответствии с рекомендациями 9 сессии Группы экспертов по классификации ресурсов, состоявшейся в апреле 2018 г., на заседании Комитета по устойчивой энергетике было принято решение изменить название Группы. Теперь группа носит название «Группа экспертов по управлению ресурсами».

В настоящее время РКООН стала объединяющим международным стандартом классификации и отчетности по всем ресурсам. Вместе с тем РКООН необходимо отреагировать на ряд проблем, стоящих сегодня перед миром. Необходим комплексный подход, учитывающий взаимодействие со многими секторами экономики.

И сегодня мы должны показать, как можно, используя РКООН, обеспечить надлежащее управление ресурсами в интересах стран, компаний и общества, с тем, чтобы содействовать привлечению инвестиций и гармоничному развитию общества.

Сегодня ресурсы необходимы не только для извлечения прибыли, но и для устойчивого развития стран и регионов. Поэтому возникла необходимость разработать Систему управления ресурсами ООН (*UNRMS*), т.е. разработать систему, в основе которой будет Рамочная классификация ООН и ее основные принципы, но которая позволит управлять ресурсами, учитывая экономические, технологические, социальные, экологические аспекты.

Странам и компаниям удобно использовать термин «управление ресурсами». По сути, проектный принцип положен в основу многих классификаций, таких как *PRMS*, *CRIRSCO*, новая Российская классификация запасов углеводородного сырья и другие. По своей сути это и предполагает управление ресурсами. Но необходимо понимание, что, например, для системы *PRMS* «управление» означает только управление компанией. И не учитывает таких аспектов как система лицензирования, интересы государства,

развитие общества. Поэтому классификация *PRMS* может применяться практически в любой стране мира при любой системе управления. Говоря же о Системе управления ресурсами ООН, мы подразумеваем систему устойчивого развития не только компаний, но и стран, людей. Это другие, глобальные системы управления. Хотя оперируем мы очень схожими терминами.

Система управления ресурсами ООН не должна дублировать ни *PRMS*, ни другие системы управления запасами, поскольку они преследуют разные цели и призваны решать разные задачи. Но полезное, ценное можно и нужно заимствовать.

Дело в том, что классификация – это только часть системы управления ресурсами страны. Другие части – это система лицензирования, система налогообложения, система государственного контроля и т.д. Системы управления основных стран по добыче нефти (США, Россия, Китай, Норвегия) различны, и различны существенно. А классификации запасов наоборот, похожи и имеют много одинаковых принципов.

Для решения этой сложной задачи нам необходимо разработать дополнительные спецификации, руководства и передовые методы – для обеспечения поддержки инноваций, социально-экономической устойчивости и экологии. Поэтому важно, чтобы основные и дополнительные инструкции к РКООН были разработаны в формате Системы управления ресурсами Организации Объединенных Наций (СУР ООН).

На 27 сессии Комитета по устойчивой энергетике было отмечено, что на сегодняшний день Рамочная классификация ООН полностью выполняет свои задачи по гармонизации национальных и международных систем классификации. Необходимо лишь продолжать работу по усовершенствованию РКООН, а также при разработке Системы управления ресурсами взять ее за основу.

На первом этапе создания СУР ООН необходимо разработать концепцию документа, определить задачи, принципы такого документа, его основы. На следующем – согласовать концепцию со всеми странами, и затем двигаться дальше. Основное внимание должно быть уделено инвестициям по освоению ресурсов, социальной ответственности и экологии, развитию технологий.

Однако необходимо отметить, что все разработанные и утвержденные к настоящему времени документы по гармонизации Рамочной классификации запасов и ресурсов: руководства, спецификации, связующие документы между национальными и отраслевыми классификациями, в том числе Связующий документ между РКООН и новой российской классификацией запасов

нефти и горючих газов и Связующие документы между РКООН и национальными классификациями запасов углеводородов и твердых полезных ископаемых Китайской народной республики, остаются в силе и не подлежат пересмотру или повторному утверждению в связи с принятием решения о разработке системы управления ресурсов и обновлению Рамочной классификации.

Система управления ресурсами призвана использовать имеющиеся знания, наработки компаний, опыт ученых для разработки новых документов, которые позволят странам и компаниям обеспечить эффективность, экологичность, социальную ответственность и инвестиционную привлекательность проектов

Разработка системы управления ресурсами ООН (СУР ООН) служит главной идее ЕЭК ООН – устойчивости, и долгосрочной цели – «ресурсы для устойчивого развития». СУР ООН не предполагает дублирование Рамочной классификации, но дополнит ее новыми руководящими принципами, инициативами. Система управления ресурсами, в основе которой лежит РКООН, призвана использовать имеющиеся знания, наработки компаний, опыт ученых для разработки новых документов, которые позволят странам и компаниям обеспечить эффективность, экологичность, социальную ответственность и инвестиционную привлекательность проектов.

Группа экспертов по управлению ресурсами продолжит сотрудничество с государствами – членами ЕЭК ООН и государствами, не являющимися членами ЕЭК ООН, в направлении разработки концепции Системы управления ресурсами для достижения Целей устойчивого развития провозглашенных в «Повестке дня до 2030 года».

Изменения и преобразования, достижения и поставленные задачи, озвученные на сессии Комитета по устойчивой энергетике, особенно актуальны для нашей страны, нашего общества, наших компаний, наших граждан, поскольку направлены на рациональное недропользование, повышение привлекательности инвестиционных проектов, социальную ответственность, экологию и гармоничное развитие общества.

UDC 553.04

Igor Shpurov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Director General of State Commission on Mineral Reserves[1], First Deputy Chairman of the Expert Group on Resource Classifications (EGRC) at UNECE, shpuroviv@gkz–rf.ru
Alexandr Shpilman, PhD, Director General of Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil KHMAO[2], Expert of Petroleum Working Group of the Expert Group on Resource Classifications (EGRC) at UNECE, crru@crru.ru
Olga Trofimova, Deputy Head of Monitoring and Analysis Department of State Commission on Mineral Reserves[1], trofimova_ov@gkz–rf.ru

[1]54, bldg 1, Bolshaya Polyanka str., Moscow, 119180, Russia.
[2]PO box 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

Sustainable Resource Management: Current Challenges for the Global Community until 2030

Abstract. A meeting of the 27th session of the Committee on Sustainable Energy of the United Nations Economic Commission for Europe was held at the Palais des Nations in Geneva, which was attended by the Russian delegation, led by the Director General of the State Commission on Mineral Reserves, First Deputy Chairman of the Expert Group on Resource Classification of the United Nations Economic Commission for Europe Igor Shpurov.

Keywords: classification of natural resources; resource management; harmonization, binding documents; gender equality; UN Resource Management System.

УДК 553.3/.9;338.27

Н.Н. Андреева
д-р техн. наук
профессор
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
заведующий кафедрой проектирования систем обустройства месторождений углеводородов
ЕСОЭН
генеральный директор
Союз нефтегазопромышленников РФ
вице-президент
andreevan.n@mail.ru

Консалтинговые и экспертные услуги в РФ и мире. Место и роль в рыночной экономике

[1]Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, 63, корпус 3.

Консалтинговые услуги и экспертная поддержка коммерческой деятельности в почти неизменном виде в мировой практике существуют более сотни лет. К их услугам прибегают как промышленные гиганты, так и начинающие предприятия. В статье рассмотрены примеры развития консалтинговых компаний, создания экспертных ассоциаций. В РФ такой вид поддержки бизнеса пока не приобрел должного влияния. Однако мировые инструменты консалтинга и экспертной поддержки производственной деятельности вполне могут получить развитие, что приведет к новым формулам успеха на рынке

Ключевые слова: консалтинг; макроуровень; проектный уровень; инструменты деятельности; источники информации

Консалтинг и экспертная деятельность как вид бизнеса широко распространены в мире и являются неотъемлемой частью рыночной системы. Они возникли по запросам рынка. Органы государственной власти, коммерческие предприятия для принятия решений часто используют агрегированные базы данных консалтинговых и экспертных организаций.

В услугах консалтинговых компаний и экспертной поддержке производственной деятельности нуждаются:

– компании, рассматривающие крупные проекты в новой сфере деятельности, когда руководителям необходим всесторонний анализ аспектов их реализации;

– при отсутствии других (собственных) источников верифицированных данных по ценам, технологиям, рискам проекта;

– при нехватке квалифицированных специалистов для реализации проекта;

– при появлении «рыночного окна» для срочной реализации проекта и необходимости формирования команды управления проектом, способной обеспечить проникновение в это «окно»;

– если компания попросту нуждается в новых идеях;

– если среди руководителей возникли разногласия по какому-либо вопросу и для разрешения споров необходим «свежий» и объективный взгляд со стороны;

– если компании необходимо завершить проект, который в ходе его выполнения дал сбой, и теперь руководители фирмы не могут остановиться на определении метода завершения проекта или пути сохранения своего капитала;

– если имеется недостаток в виде отсутствия «общения» между разными подразделениями одного предприятия, т.е. организации попросту необходимо связующее звено.

В мире широко представлены консультационные услуги по различным направлениям бизнеса. Среди консалтинговых компаний есть как специализированные на определенных отраслях промышленного производства (***проектный уровень***), так и универсальные (***макроуровень***). Разделение связано с размерами области промышленности, например, нефтегазовый рынок так велик и глобален, что оправдано существование нескольких десятков компаний, ведущих консалтинговую деятельность. Часто инжиниринговые компании по мере своего развития после выполнения определенного количества проектов тоже начинают работать в сфере консалтинга (*CB&I*, *Schlumberger*, *Toyo Engineering*). Они же, наряду с органами государственной власти, являются «поставщиками» экспертов для обсуждения новых направлений развития, а также входят ассоциированными членами в различные экспертные организации. Например, комитет по устойчивой энергетике ООН (КУЭ ЕЭК ООН) имеет следующие группы экспертов:

– Группа экспертов по газу;

– Группа экспертов по энергоэффективности;

– Группа экспертов по чистому производству электроэнергии из ископаемого топлива;

– Группа экспертов по возобновляемой энергии;

– Группа экспертов по шахтному метану;

– Группа экспертов по классификации ресурсов.

Группы экспертов собираются на заседания один раз в год согласно утверждаемому на сессиях КУЭ ЕЭК ООН расписанию. В ходе очередной сессии Комитета руководители групп представляют отчеты о деятельности за прошедший период (https://minenergo.gov.ru/node/7664).

Универсальные консалтинговые компании изначально определяли свою нишу на рынке в области финансовых операций, управления проектами, подготовки законодательных актов, лоббистских услуг и т.д.

Рассмотрим историю развития и успеха трех компаний: *McKinsey*, *KBR*, *CB&I*.

При этом *McKinsey* позиционируем как универсальную компанию макроуровня, а *KBR* и *CB&I* – как отраслевые, работающие на проектном уровне (***табл. 1***).

Не секрет, что российские компании активно привлекают иностранных гигантов консалтинга типа *McKinsey*, *KBR*, *CB&I* для экспертной поддержки решений и прогноза перспектив своих проектов, особенно если это связано с зарубежным рынком. Считается, что одобрение со стороны таких консультантов – «Знак качества» проекта.

Инструменты деятельности консалтинговых компаний

К инструментам организации деятельности консалтинговых компаний можно отнести:

– сбор и анализ информации;

– рекламную работу;

– рекрутинг квалифицированного персонала, способного работать в консалтинговой компании;

– создание и развитие стандартов, шаблонов, позволяющих на основе закона «больших чисел» отбраковывать сомнительную информацию;

– экспансию на новые рынки, освоение новых отраслей промышленности;

– создание товарных продуктов (ИТ-программы со службой поддержки, подключение к абонентской базе, рыночные отчеты).

Источники информации консалтинговых компаний

Из проведенного поиска стало ясно, что ни один из консультантов не раскрывает конкретные источники информации, согласно которым он строит прогнозы. Это связано с тем, что каждая консалтинговая компания ведет собственные базы данных, формируемые в зависимости от ее возможностей. Тем не менее, условно их можно разделить на несколько групп.

Выполнение собственных исследований

Исследования, проводимые специалистами компаний, часто с привлечением экспертов, направлены на обработку данных из открытых источников. Такими источниками являются средства массовой информации, отраслевые и ведомственные издания. Неоднократно приходилось видеть, как иностранные специалисты охотно берут газеты и журналы, выпускаемые крупными компаниями, по-нашему – многотиражки.

Но все-таки главным образом интерес вызывают отраслевые журналы. Например, журнал *OIL&GAS*, который был учрежден в США в 1902 г., с 1910 г. издается корпорацией *PennWell* и является сегодня самым читаемым международным нефтегазовым изданием, регулярно публикует отчеты о реализации крупных проектов, добровольно предоставляемые *EPC*-контракторами. Также поступают металлурги, химики, авиаторы

Название компании, год создания	Заявленная область компетенций	Подтвержденные позиции по реализованным проектам
McKinsey Создана в 1926 г., имеет 9000 штатных консультантов, 94 офиса в 60 странах. McKinsey & Co. формально организована как корпорация, однако реально функционирует как партнерство, с соблюдением всех положенных привилегий. Управляющий директор компании выбирается на 3–летний срок крупнейшими акционерами, которых называют «директорами», даже если они не занимают директорских должностей. Управляющий директор может занимать свой пост не более 3 сроков	Авиация Автопром Горнодобывающая промышленность Государственный сектор Жилищное строительство Информационные технологии Инфраструктурные проекты Медиабизнес Металлургия Нефтегазовый сектор Розничная торговля Транспортная отрасль Телекоммуникации	Реализация масштабных трансформационных программ для органов государственной власти, госкорпораций и крупных компаний в различных отраслях. Повышение операционной эффективности предприятий нефтегазовой и нефтехимической промышленности, инфраструктурных и логистических компаний компаний в регионе EEMA (Восточная Европа, СНГ, Ближний Восток, Турция и Африка). Проведение проектов для предприятий горно–металлургической, транспортной и машиностроительной отраслей. Обширные предложения по возможностям карьерного роста, обучающим программам
KBR,Inc. (бывш. ***Kellogg Brown & Root***) – американская инженерно–строительная и сервисная компания. Один из ведущих поставщиков Армии США и Министерства обороны США. Является дочерней организацией *Halliburton*, контрольный пакет был приобретен в 1962 г. Обе компании, имевшие большое количество общих черт (техасское происхождение, нестабильное начало, неуступчивая политика в отношении профсоюзов), определенным образом дополняли друг друга: технологии «*Halliburton*» и политическая мощь «*Brown & Root*»	Промышленные услуги Управление работами Инжиниринг надежности Обучение и тренинги Развитие культуры безопасности (в том числе аудиты) Бережливое производство	Гражданская инфраструктура – проекты по строительству аэропортов, железных дорог, скоростных автомагистралей, систем водоснабжения и водоотведения, объектов горнорудной промышленности. Энергетика и химия – строительство под ключ нефте– и газоперерабатывающих заводов, химических и нефтехимических предприятий. Правительственный сервис – обслуживание государственных структур. Венчурный бизнес.
CB&I – глобальный лидер в области проектирования и строительства объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти и газа. Американская компания была основана в 1889 г. Сегодня штат *CB & I* состоит из более 50 000 человек. В 2000 г. *CB & I* приобрела несколько компаний, которые компенсировали пробелы в ее возможностях, чтобы охватить всю работу в нефтегазовом секторе, от концептуального проектирования до сертификации и технического обслуживания. В 2007 г. компания купила у *ABB* обанкротившееся из–за ошибки подразделение *Lumus Global*, которое долгое время было лидером в разработке технологий процессов нефтяной и газовой промышленности.	Транспортная отрасль Технологии нефтегазового сектора Инжиниринг Закупки и снабжение Производство Проектирование и строительство Пусконаладочные работы Консалтинг	Морские нефтегазодобывающие системы Добыча нефти и газа на суше Береговые трубопроводы Природный газ Станции сжижения СПГ и терминалы регазификации НПЗ и отдельные технологические установки Нефтехимические объекты Газификационные установки Водородные установки Массовые хранилища для хранения как для атмосферного, так и для низкотемпературного / криогенного хранения Сероперерабатывающие заводы Лицензионные технологии и связанные с ними катализаторы для переработки нефти, нефтехимии и переработки газа Теплообменное оборудование

Таблица 1.
Компании McKinsey, KBR, CB&I: краткая характеристика, область компетенций, реализованные проекты

и т.д., размещающие отчеты в своих профильных изданиях. Остается только собрать отчеты и проанализировать динамику рынка, перспективы сбыта, какие технологии пришли на рынок, и другие необходимые данные.

Отчеты правительственных организаций, официальная информация министерств и ведомств

Следующим по важности, а может быть и первым источником информации являются

отчеты правительственных организаций. *Natural Resources Canada* – Министерство природных ресурсов Канады (http://www.nrcan.gc.ca/home) было учреждено в 1934 г. В него вошло *Geological Survey of Canada*, например, геологическое управление Канады – агентство, сформировавшее геологическую базу для продвижения и развития соответствующих отраслей (создано в 1842 – государственная организация!). С тех пор оно ни разу не переименовывалось, не переезжало в другие здания (только пристраивались новые помещения). Агентство ведет гигантскую базу данных обо всех изменениях запасов, фонде скважин, операциях, выполненных на скважинах и т.д. в разрезе месторождений. Любой исследователь может, заплатив символическую сумму, получить доступ к информации и делать аналитику. Именно таким образом были сделаны выводы об исчерпании легкодоступных ресурсов и необходимости переходить к разработке сланцевых и подобных им отложений (http://www.capp.ca/Pages/default.aspx#uSULgflCCVxN).

Открытый доступ к нефтегазовым проектам Норвегии является весомым источником информации для исследований и анализа (http://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/). Помимо стандартной информации о стадии разработки месторождения, точных карт и операторах, детально представлены отчеты по добыче по годам, инвестициях, отчеты по работам по каждой скважине и т.д. (http://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=en&nav1=wellbore&nav2=PageView|Exploration|All&nav3=1523).

Делегирование сотрудников консалтинговых компаний в международные организации в качестве экспертов (ОПЕК, комитеты ООН, международные организации по стандартизации и т.д.) тоже является формой пополнения базы данных.

Технология бенчмаркинга

Бенчмаркинг поддерживается саморегулируемыми организациями (СРО). Одна из самых известных СРО в области энергообеспечения и регулирования рынка ресурсов – немецкая научно-техническая ассоциация по газо- и водоснабжению (*DVGW*), основанная в 1859 г. (https://www.dvgw.de).

В *DVGW* входят более 12734 членов, из них:

– предприятия снабжения, сетевые предприниматели и др. – 1869;

– органы власти, организации – 225;

– производящие и добывающие компании – 1372;

– частные лица – 9268.

Деятельность *DVGW* распространяется на научные исследования, разработку правовых норм, экспертизу проектов, проверку и сертификацию, профессиональное обучение. Территориально в настоящее время *DVGW* охватывает и Евросоюз, анализируя экономические аспекты деятельности профильной промышленности, в частности, тарифы и замыкающие стоимости контрактов. СРО также выпускает свои информационные бюллетени, охватывающие и рынок технологий, и сведения из правительственных источников. Организационная структура *DVGW* является классическим примером соединения консалтинговой деятельности с разнообразными формами экспертной поддержки системы технического регулирования.

Анализ и обобщение данных, получаемых в ходе выполнения контрактных услуг

Для получения консультаций клиент должен «раздеться как у врача». Даже если длительные переговоры не завершаются контрактом, консалтинговая компания получает определенные данные, пополняющие ее базу, а затем может иначе выстраивать работу с другими заказчиками. В случае, когда контракт подписан, все данные, относящиеся к договору, будут определенным образом обработаны и проанализированы. Ценовые показатели попадут в базу данных бенчмаркинга, если консалтинговая компания связана договором об обмене данными в рамках профессиональной ассоциации. Кроме того, многие консалтинговые компании оказывают аудиторские услуги. Все данные, предоставленные клиентами в ходе аудита, тоже обрабатываются специалистами компании.

Инсайдерская информация

Инсайдерскую информацию консультанты получают разными путями. В ходе исследования был обнаружен интересный факт. В «Вестнике *McKinsey*» (2011 г.) обнаружена статья авторов В. Александрова и Г. Кобулии, посвященная проблемам российского нефтедобывающего комплекса. Данные по простаивающему фонду скважин, осложнениям, низкой рентабельности ППД по более чем 20 месторождениям могли стать известными только от осведомленных специалистов.

Учитывая, что в нефтегазовом секторе всех мировых экономик силен семейный фактор, когда несколько поколений трудятся в этой отрасли, имеет место и так называемый «любовный обмен», т.е. родственники делятся информацией, помогая делать карьеру.

Информационные технологии позволяют при переходах из компании в компанию незаметно прихватывать массивы данных на различных носителях, и ни одна служба безопасности не в состоянии остановить этот процесс.

Наконец, набор персонала в консалтинговые компании осуществляется таким образом, чтобы привлечь на работу наиболее информированных и влиятельных людей. Окончившие свою карьеру в *Shell* или *Exxon Mobil* сотрудники легко находят место в *KBR*, а также непременно становятся сертифицированными экспертами различных некоммерческих ассоциаций (*SPE*, *API*, *BSI*, *IEA* и других признанных НКО).

Согласно статистике, по нефтегазовым проектам *McKinsey* существенный вклад вносят специалисты, уже имеющие опыт работы в таких международных компаниях, как *Exxon Mobil*, *Shell*, *Schlumberger*, а также профессоры ведущих университетов.

Для России в части перетоков персонала характерен обратный процесс. Люди, работавшие в консалтинге, уходят на «топовые» должности в бизнесе. Это связано с общей слабостью бизнес-образования в России, когда промышленные гиганты вынуждены брать на работу людей, подготовленных к вызовам мирового рынка через работу в консалтинговой структуре. Например, выходцами из *McKensey* являются генеральный директор «Русагро» Максим Басов, бывший президент АФК «Система» Максим Шамолин, вряд ли утратившие связь с компанией.

Таким образом, консалтинговые компании обладают разветвленными базами данных, пополняемыми экспертами из различных источников и поддающимися взаимной проверке.

Особенности формирования рынка консалтинговых услуг в РФ

Консалтинговые и экспертные услуги, оказываемые в нефтегазовом секторе РФ, делятся на две указанные выше категории – макроуровень и проектный уровень.

Макроуровень – оказание консультационных услуг, связанных с анализом развития отдельных направлений отрасли (добыча нефти и газа, переработка, логистика), в зависимости от ситуации на рынке, или объединение этих направлений для поиска синергетического эффекта.

Макроуровневый консалтинг решает задачи выявления общих закономерностей отрасли, взаимосвязи между ее субъектами, определения исторической динамики ключевых индикаторов отрасли и составления их прогноза на будущее.

Заказчики макроуровневых услуг: федеральные органы исполнительной власти (задачи – стандартизация и регулирование), компании, являющиеся крупными хозяйственными субъектами отрасли (задачи – повышение текущей рентабельности, определение стратегических направлений развития), аналитические подразделения банков, инвестиционных и пенсионных фондов (определение наиболее прибыльных и стабильных объектов инвестирования либо кредитования на уровне корпоративной стратегии).

Потенциал компаний, оказывающих макроуровневые услуги, определяется широтой доступа к верхнеуровневой (макроэкономической и общеотраслевой) информации, качеством анализа этих данных и брендом на рынке.

Исторически преимущество на рынке макроуровневых услуг имеют *широкопрофильные западные консультанты*, способные компенсировать недостаток местной информации разнообразием аналитических материалов и известностью на западных рынках (примеры: *IHS-CERA*, *Wood Mackenzie*, *Boston Consulting*). Традиционные консультационные услуги этих компаний, направленные на решение задач конкретных заказчиков, в значительной мере подкрепляются базами данных из открытых экономик (страны Запада, Япония, Австралия. ЮВА), а также общеотраслевыми отчетами, не имеющими определенного заказчика (доступны по подписке). Серьезные макроаналитические подразделения есть также у некоторых компаний «Большой четверки» – *Ernst&Young*, *Deloitte* (куплена недавно *Wood Mackenzie*).

Глобальными преимуществами международных консалтинговых компаний в РФ до некоторого времени являлись:

– возможность создания проектов в соответствии с требованиями мировых финансовых институтов и помощь в привлечении финансовых ресурсов;

– многолетний успешный опыт работы компаний;

– выполнение маркетинговых исследований с привлечением обширной базы данных;

– отсутствие опыта успешных аналогичных проектов у российских компаний, за исключением атомных или оборонных;

– транзит зарубежных передовых технологий;

– исследования, базы данных, количество успешных проектов больше в разы по сравнению с российскими компаниями и не заключены в рамках одной страны.

Стоит отметить, что придя на российский рынок опытные «зарубежные консультанты» не пересмотрели подходы к реализации проектов, не учли российский менталитет, а также уровень российского менеджмента. Методики работы консалтинговых компаний не были приведены в соответствие с российской действительностью, в частности, с особенностям техни-

ческого регулирования. Кроме того, изучение инструментов деятельности консалтинговых компаний показало, что в РФ просто отсутствуют в реальности те исходные данные, с которыми принято работать в мировой практике. Например, не развиты технологии бенчмаркинга, нет крупных экспертных ассоциаций, не проводятся широкие исследования процессов в сервисном секторе и т.д.

К сожалению, *крупные отечественные независимые инвестиционно-консультационные компании*, такие как «Ренессанс Капитал», «Тройка-Диалог» и другие, не в полной мере выполнили задачу освоения рынка, их практически не осталось. Они либо распались («Ренессанс Капитал»), либо стали частью более крупных игроков («Тройка Диалог» стала инвестиционным подразделением Сбербанка).

Из нынешних отечественных независимых компаний макроуровня можно выделить «Выгон Консалтинг» (в основном, консультирование в области отраслевого налогообложения). Основные клиенты – органы государственной власти, даже на сайте компании эта позиция обозначена как приоритетная.

В целом на российском рынке ощущается значительный провал в области оказания качественных макроаналитических услуг, а также подготовки серьезных аналитических отчетов. В основном, государственные заказчики стремятся создать собственные институты (Аналитический центр при правительстве РФ, многочисленные «центры стратегии и анализа»), топ-менеджеры российских компаний принимают решения о заказе услуг у западных вендоров. Региональные компании пользуются услугами региональных отраслевых институтов (СибНац – Западная Сибирь, СНИИГИМС – Восточная Сибирь и т.п.) для покрытия своих нужд в области оценки стратегических возможностей регионального присутствия.

Заметным явлением последних лет стало создание экспертных и рабочих групп для оказания экспертной поддержки в принятии решений и консультаций органов государственной власти и компаний в области задач по развитию технологий и обеспечению замещения импортной продукции, в том числе актуализации нормативно-правовой базы. Ни одно министерство, ведомство, крупная компания не в состоянии (и не должны!) организовать работу без участия «коллективных» консультантов, роль которых могут взять на себя отдельные подготовленные эксперты и их сообщества.

Проектный уровень – оказание консультационных услуг, связанных с решением задач субъектов отрасли (в основном, недропользователей, но также и банков, инвестиционных фондов, госорганов), не выходящих за рамки одного проекта (месторождения, группы месторождений, строительства НПЗ или ГПЗ и пр.).

Перечень проектных задач, решаемых внешними консультантами, значительно шире перечня задач макроуровня:

– производственные задачи на любом из этапов развития проектов (от стадии концептуального инжиниринга до оценки потенциала оптимизации производственной деятельности и переработки/реинжиниринга);

– организация и оптимизация управленческой функции на проекте (управление персоналом, логистика, транспорт, пр.);

– экономическая оценка проекта/прогнозирование финансово-экономических показателей на различных горизонтах планирования (кратко-, средне- и долгосрочный);

– анализ финансово-хозяйственной деятельности и налоговый консалтинг.

Проектный уровень требует менее широкого охвата информационными ресурсами, однако, более глубокого знания проектов в каждом конкретном регионе. При этом часть задач консалтинга предполагает владение как минимум информацией регионального уровня (оценка запасов с учетом региональной карты осадконакопления и литологии, наличие мощностей инфраструктуры, намерений конкурентов, бенчмаркинг затрат и т.д.).

Основные заказчики услуг проектных консультантов – недропользователи, банки и инвестфонды (при формировании позиции по стоимости активов потенциальных клиентов).

Спектр организаций, оказывающих услуги на проектном уровне, шире спектра макроконсультантов:

– независимые консультационные многопрофильные и мультидисциплинарные команды (например, *Ingenix Group*, НИПИ-Р);

– консультационные подразделения крупных сервисных компаний (в основном, западных, таких, как *Schlumberger,* Baker Hughes, *Halliburton*);

– отечественные профильные институты – бывшие советские НИИ;

– внутренние консультанты ВИНК (институты ПАО «Газпром», инжиниринговые центры, например, ЛУКОЙЛ-Инжиниринг или Газпромнефть-НТЦ).

Часть этих компаний, особенно НИИ, находится в бедственном положении в связи с неоднократными переходами из рук в руки. Однако есть и зримые истории успеха, например, *Ingenix Group*, разработав программу для создания технико-экономической модели проектов обустройства на российской нормативной базе,

оказывает консультационные и экспертные услуги все более широкому кругу клиентов.

Каждая из вышеуказанных групп консультантов имеет *свои преимущества,* позволяющие им находить свои ниши и своих заказчиков:

– специализированные независимые консалтинговые компании: профессиональные команды с большим опытом работы в ВИНК и сервисных компаниях, комплексный подход, собственные ноу-хау, стремление к развитию;

– консультационные подразделения крупных сервисных компаний: близость к вендорам сервисных услуг, возможность предоставления услуг интегрированного управления проектами (*IPM*);

– профильные НИИ: старая школа, большая база знаний и информации, связи с регулирующими государственными органами;

– внутренние инжиниринговые центры: стандартизация в рамках взаимодействия с единым заказчиком, финансовая возможность покупать «лучшие умы» без оглядки на рентабельность бизнес-направления внутреннего консалтинга.

Нынешняя экономическая ситуация, казалось бы, должна подтолкнуть бизнес к услугам независимых консалтинговых компаний, однако в связи с большой стоимостью услуг многие клиенты с малыми бюджетами склонны обращаться к сомнительным компаниям, что снижает общий статус российского консалтинга. Российские клиенты ждут быстрой практической отдачи инвестиций. За меньшие деньги – получить максимальный результат. Непопулярны услуги консалтинга в малом и среднем бизнесе. Заказчики не готовы платить за нематериальные ценности: знания и умения. Кроме того, при подготовке статьи и изучении мнения специалистов, выявились такие чисто российские препятствия на пути заказа консалтинговых и экспертных услуг: раздутые бюрократические аппараты ведущих корпораций и паталогическая закрытость компаний, где секретом является абсолютно все, от издержек контракта до внутренних процедур. Огромное количество управлений и департаментов создает иллюзию, что никакие внешние консультанты и не нужны, ведь можно в любой момент получить вопрос от вышестоящего руководства: «Почему не справляетесь сами?»

И все-таки институты внешней поддержки в виде консалтинговых и экспертных услуг, являющихся элементом рыночного хозяйства (и рыночного успеха!), развиваются. Скорее всего, в России они пройдут путь объединения разрозненных индивидуальных экспертов в союзы и сообщества в виде некоммерческих организаций, как это было в мировой практике. При отсутствии зрелого института сертификации экспертов именно некоммерческие организации берут на себя ответственность за персональную квалификацию эксперта. Инструментами оценки соответствия экспертов являются:

– система обучения и переобучения экспертов;

– разработка внутренних норм и стандартов проведения экспертиз и оказания консультационных услуг;

– принятие экспертами этических кодексов и т.д.

При выявлении низкой квалификации эксперта, либо нарушении им условий конфиденциальности, выявлении признаков аффилированности репутационные риски ложатся уже и на организацию, в которой он состоит. Примечательно, что организации, оказывающие консалтинговые услуги на проектном уровне, одновременно являются и поставщиками экспертов в некоммерческие организации. Таким образом, в РФ начинают работать все инструменты консалтинга и источники информации, свойственные мировому консалтингу.

UDC 553.3/.9;338.27

N.N. Andreeva, Doctor of Engineering Sciences, Full Professor, Head of the Department of National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas[1], CEO of EUES, Vice–president of Union of Oil and Gas Producers RF, andreevan.n@mail.ru.

[1]63, bldg 3, Leninsky prospect, Moscow, 119991, Russia.

Consulting and Expert Services in Russian Federation and All Over the World. The Place and the Role in Market Economics

Abstract. Consulting services and expert support of commercial activities exist for more than a hundred years in the world practice in almost unchanged form. Their services are resorted to both industrial giants and start–ups. In the article examples of development of consulting companies, creation of expert associations are considered. In Russian Federation, this type of business support has not yet acquired the proper influence. However, global instruments of consulting and expert support of production activities can be developed, which will lead to new formulas for success in the market.

Keywords: consulting; macrolevel; project level; activity tools; information sources.

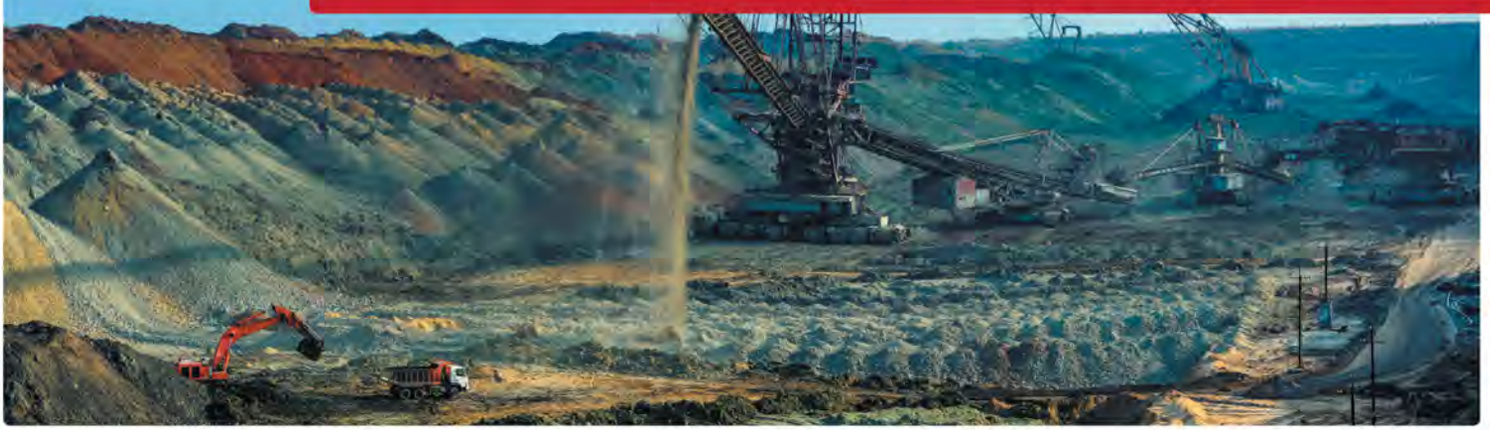
Санкт-Петербургский государственный университет

ЕСОЭН
евразийский союз экспертов по недропользованию

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 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 повышение квалификации установленного образца на двух языках (русском и английском).

Запись на обучение производится в Евразийском союзе экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

Телефон: **+7 (499) 238 22 02**

Почта: **reception_eues@eues.ru**

Группы формируются по мере поступления заявок на обучение.

А.Н. Ищенко
д-р экон. наук
профессор
депутат Государственной Думы
председатель рабочей группы
по доработке Закона РФ «О недрах»

Хроника законодательной работы:
осенняя сессия начала работу

11 сентября состоялось открытие осенней сессии Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации.

29 сентября Правительством РФ был внесен в Государственную Думу проект федерального закона «О федеральном бюджете на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг.», работа над которым велась в сентябре всеми профильными комитетами и фракциями в формате нулевого чтения. Проект был рассмотрен Комитетом по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям и экспертами Рабочей группы по рассмотрению и доработке законодательных инициатив, направленных на совершенствование Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах», в том числе в вопросах геологоразведки и недропользования.

В своем заключении Комитета отметил, что при расчете прогнозируемого объема доходов федерального бюджета на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг. учитывались изменения законодательства РФ и нормативных правовых актов Правительства РФ, вводимые и планируемые к введению в действие с 1 января 2019 г., в том числе завершение налогового маневра в нефтегазовой отрасли, введение налога на дополнительный доход от добычи углеводо-

родного сырья, увеличение ставки НДПИ при добыче нефти на 428 руб. за тонну, изменения в части налога на добавленную стоимость, включая повышение размера ставки НДС с 18 до 20%, повышение размера ставок платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности, при осуществлении видов деятельности в сфере охотничьего хозяйства и установление ставок платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности, при осуществлении рыбоводства.

В 2018–2021 гг. прогнозируется рост доходов федерального бюджета в номинальном выражении с 18 747,5 млрд руб. в 2018 г. до 19 969,3 млрд руб. в 2019 г. (+6,5% к 2018 г.), 20 218,6 млрд руб. в 2020 г. (+1,2% к 2019 г.) и 20 978 млрд руб. в 2021 г. (+3,8% к 2020 г.). По отношению к ВВП доходы будут постепенно сокращаться с 18,5% ВВП в 2018 г. и 18,9% ВВП в 2019 г. до 18,3% ВВП в 2020 г. и 17,7% ВВП в 2021 г.

Такая динамика обусловлена, в том числе, снижением нефтегазовых доходов как в номинальном выражении, так и по отношению к ВВП: с 8,6% ВВП в 2018 г. до 6,8% ВВП к 2021 г. Это приведет к снижению доли нефтегазовых доходов в общих поступлениях доходов федерального бюджета с 46,5% в 2018 г. до 38,2% в 2021 г. В 2020 и 2021 гг. прогнозируемый объем нефтегазовых доходов составляет 7 936,3 млрд руб. (7,2% к ВВП) и 8 018,2 млрд руб. (6,8% к ВВП), из них базовые доходы, соответственно, составят – 5 159,3 млрд руб. и 5 386,2 млрд руб., дополнительные нефтегазовые доходы – 2 776,9 млрд руб. и 2 632 млрд руб.

В отношении доходов федерального бюджета от поступления налогов на добычу природных ресурсов Комитет отмечает следующее.

Поступление налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в виде УВС в федеральный бюджет на 2019 г. прогнозируется в объеме 6 059 293,8 млн руб. (5,7% к ВВП), в том числе по нефти – 5 254 383,4 млн руб. (5% к ВВП); по газу горючему природному – 612 658 млн. руб. (0,6% к ВВП); по газовому конденсату – 192 252,4 млн руб. (0,2% к ВВП).

Поступление НДПИ в виде УВС в федеральный бюджет на 2020 г. прогнозируется в объеме 6 185 374,7 млн руб. (5,6% к ВВП), в том числе по нефти – 5 387 312 млн руб. (4,9% к ВВП); по газу горючему природному – 575 659,2 млн руб. (0,5% к ВВП); по газовому конденсату – 222 403,6 млн руб. (0,2% к ВВП).

Поступление НДПИ в виде УВС в федеральный бюджет на 2021 г. прогнозируется в объеме 6 600 315,3 млн руб. (5,6% к ВВП), в том числе по нефти – 5 754 956,8 млн руб. (4,9% к ВВП); по газу горючему природному – 587 616,4 млн руб. (0,5% к ВВП); по газовому конденсату – 257 742,2 млн руб. (0,2% к ВВП).

Расчеты поступления НДПИ произведены на основе прогнозируемых объемов добычи полезных ископаемых, уровня цен на полезные ископаемые, среднегодового курса доллара США по отношению к рублю, а также с учетом изменений налогового законодательства, вступающего в силу с 1 января 2019 г.

В расчетах НДПИ на 2019–2021 гг. учтены следующие базовые ставки данного налога: на нефть – 919 руб/т; на газ горючий природный – 35 руб/м^3.; на газовый конденсат – 273 руб/т (с учетом корректирующего коэффициента Ккм – 6,5).

По сравнению с уточненной оценкой поступлений за 2018 г. в 2019 г. прогнозируется рост НДПИ по УВС на 235 628 млн руб. (на 4%), в 2020 г. и по сравнению с 2019 г. – на 126 080,9 млн руб. (на 2,1%), в 2021 г. по сравнению с 2020 г. – на 414 940,6 млн руб. (на 6,7%). Такая динамика поступлений доходов обусловлена изменением основных параметров прогноза социально-экономического развития и налогового законодательства.

Поступление НДПИ за исключением УВ в федеральный бюджет на 2019 г. прогнозируется по прочим полезным ископаемым в объеме 53 603,6 млн руб.; по нефти, добываемой на континентальном шельфе РФ, – 22 507,1 млн руб.

Поступление налога на добычу прочих полезных ископаемых в федеральный бюджет на 2020 г. прогнозируется по прочим полезным ископаемым в объеме 54 038,2 млн руб.; по нефти, добываемой на континентальном шельфе РФ, – 22 545,2 млн руб.

Поступление НДПИ в федеральный бюджет на 2021 г. прогнозируется по прочим полезным ископаемым в объеме 55 008,9 млн руб.; по нефти, добываемой на континентальном шельфе РФ, – 24 664,9 млн руб.

Доходы федерального бюджета от поступлений водного налога прогнозируются в объеме: на 2019 г. – 3 089,3 млн руб., на 2020 г. – 3 531,6 млн руб. и на 2021 г. – 4 039,5 млн руб.

По сравнению с уточненной оценкой поступлений за 2018 г. в 2019 г. прогнозируется рост водного налога на 376,8 млн руб. (на 13,9%), в 2020 г. и 2021 г. по сравнению с предыдущим годом на 442,3 млн руб. (на 15,3%) и 507,9 млн руб. (на 14,4%), соответственно. Увеличение поступлений налога обусловлено ежегодным ростом ставок.

Прогноз поступления водного налога рассчитан на основе объемов водопользования, факти-

чески сложившихся за 2017 г., уменьшенных на объемы водопользования по договорам, заключаемым водопользователями взамен лицензий, прекращающих свое действие в 2018–2021 гг., и ставок налога по видам водопользования, установленных в гл. 25.2 «Водный налог» Налогового кодекса РФ. Ставки водного налога, установленные ст. 333.12 НК РФ, проиндексированы относительно ставок 2014 г.: в 2019 г. – в 2,01 раза, в 2020 г. – в 2,31 раза, в 2021 г. – в 2,66 раза.

Комитет отметил также, что поступление платежей при пользовании недрами в федеральный бюджет прогнозируется в объеме: в 2019 г. – 41 496,3 млн руб., в 2020 г. – 41 549,6 млн руб. и 41 605,8 млн руб. – в 2021 г.

Основные поступления в платежах при пользовании недрами формируются за счет разовых платежей за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии, при пользовании недрами на территории РФ, которые в 2019–2021 гг. прогнозируются в размере 40 109 865,7 тыс. руб.

Поступление регулярных платежей за пользование недрами при пользовании недрами на территории РФ на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг. прогнозируется в объеме: 816 000 тыс. руб. в 2019 г., 861 800 тыс. руб. в 2020 г. и 910 000 тыс. руб. в 2020 г.

В 2019–2021 гг. по сравнению с уточненной оценкой 2018 г. прогнозируется увеличение объема поступлений регулярных платежей за пользование недрами при пользовании недрами на территории РФ, зачисляемых в федеральный бюджет, в 2019 г. – на 43 400 тыс. руб., в 2020 г. – на 89 200 тыс. руб., в 2021 г. – на 137 400 тыс. руб., соответственно.

Поступление регулярных платежей за пользование недрами с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне РФ, а также за пределами РФ на территориях, находящихся под юрисдикцией РФ, в федеральный бюджет на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг. прогнозируется в объеме: 192 800 тыс. руб. – в 2019 г., 200 400 тыс. руб. – в 2020 г. и 208 300 тыс. руб. – в 2021 г.

По сравнению с уточненной оценкой 2018 г. в 2019 г. объем поступлений регулярных платежей за пользование недрами с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне РФ, а также за пределами РФ на территориях, находящихся под юрисдикцией РФ, зачисляемых в федеральный бюджет, увеличится на 7 300 тыс. руб., в 2020 г. по сравнению с 2019 г. – на 7 600 тыс. руб., в 2021 г. по сравнению с 2020 г. – на 7 900 тыс. руб.

Плата за проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр (кроме участков недр местного значения) на 2019–2021 гг. прогнозируется в объеме 331 193 тыс. руб.

По сравнению с уточненной оценкой поступлений за 2018 г. в 2019 г. прогнозируется снижение регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти) при выполнении соглашений о разделе продукции (в виде УВС) на 7 330,4 млн руб. (на 20,6%). В 2020 г. и 2021 г. по сравнению с предыдущим годом ожидается снижение доходов на 1 495,1 млн руб. (на 5,3%) и 1 285,5 млн руб. (на 4,8%), соответственно, что обусловлено изменением основных макроэкономических параметров, в частности, мировых цен на нефть марки «Юралс», курса доллара по отношению к рублю, а также облагаемых объемов добычи углеводородного сырья.

В законопроекте информация о расходах федерального бюджета в 2018–2021 гг. представлена в разрезе государственных программ.

Доля «программных» расходов федерального бюджета в 2019–2020 гг. составит порядка 71% по сравнению с 56% в 2018 г.

В соответствии с перечнем государственных программ, утвержденным распоряжением Правительства РФ от 11.11.2010 № 1950- р, государственные программы сгруппированы по 5 основным направлениям, при этом «природоресурсные» государственные программы отнесены к разделу «Инновационное развитие и модернизация экономики»: «Воспроизводство и использование природных ресурсов», «Развитие рыбохозяйственного комплекса», «Развитие лесного хозяйства».

Основными целями и задачами государственной программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» являются устойчивое обеспечение экономики страны запасами минерального сырья и геологической информацией о недрах; устойчивое водопользование при сохранении водных экосистем и обеспечение защищенности населения и объектов экономики от негативного воздействия вод.

Бюджетные ассигнования, предусмотренные в законопроекте на реализацию государственной программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов», в 2019 г. составят 50 190,9 млн рублей, в 2020 г. – 50 531,3 млн руб., в 2021 г. – 49 999,1 млн руб.

Предусмотренные в законопроекте объемы бюджетных ассигнований по сравнению с объ-

емами, утвержденными Федеральным законом № 362-ФЗ, в 2019 г. увеличены на 1 375,6 млн руб., в 2020 г. – на 1 557,6 млн руб., в 2021 г. по сравнению с объемами, предусмотренными законопроектом на 2020 г., уменьшены на 532,2 млн руб.

По подпрограмме «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» государственной программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» объем финансирования подпрограммы составит в 2019 г. – 28 943,8 млн руб., в 2020 г. – 29 226,7 млн руб., в 2021 г. – 29 506,8 млн руб.

Общим фактором, повлиявшим на изменение расходов на реализацию государственной программы, является, в том числе, выделение дополнительных бюджетных ассигнований в целях реализации федерального проекта в рамках национального проекта «Экология», предусмотренного Указом Президента РФ от 07.05.2018 № 204.

Увеличение параметров финансового обеспечения подпрограммы «Использование водных ресурсов» обусловлено, в том числе, продолжением в 2021 г. мероприятий завершаемой в 2020 г. федеральной целевой программы «Развитие водохозяйственного комплекса РФ в 2012–2020 гг.» – в объеме 1 726,4 млн руб. и 3 542 млн руб., а также выделением дополнительных бюджетных ассигнований для продолжения в 2021 г. мероприятий завершаемой в 2020 г. федеральной целевой программы «Развитие водохозяйственного комплекса РФ в 2012–2020 гг.» в объеме 1 769,1 млн руб. и 1 087,3 млн руб.

Поддерживая законопроект и рекомендуя Государственной Думе принять его в первом чтении, Комитет обратил внимание на то, что предлагаемое увеличение бюджетных ассигнований на реализацию рассматриваемых Государственных программ носит точечный характер и не решает в полной мере проблемы недостаточного финансирования базовых направлений природоресурсных отраслей экономики (научное обеспечение, обеспечение рационального использования, охраны и воспроизводства природных ресурсов и др.). Целесообразность выделения дополнительных бюджетных ассигнований на проведение основных мероприятий в рамках указанных Государственных программ может быть рассмотрена при подготовке проекта закона ко второму чтению 24 октября 2018 г.

Учитывая вышеизложенное, Комитет Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям поддерживает принятие в первом чтении проекта федерального закона № 556362-7 «О федеральном бюджете на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг.».

В рамках осенней сессии члены Комитета и эксперты Рабочей группы рассмотрят подготовленные Правительством РФ поправки к следующим законопроектам, принятым в первом чтении: № 223906-7 «О внесении изменений в Закон РФ “О недрах” в части предоставления права пользования участками недр федерального значения, расположенными во внутренних морских водах и территориальном море РФ, в целях геологического изучения»; № 277764-7 «О внесении изменений в ст. 29 Закона РФ «О недрах» (об отмене необходимости проведения государственной экспертизы запасов подземных вод, добываемых на землях обороны и безопасности)»; № 288750-7 «О внесении изменений в Закон РФ «О недрах» и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов РФ в части уточнения вопросов пользования недрами и использования единой терминологии»; № 441060-7 «О внесении изменения в ст. 7 Федерального закона “О континентальном шельфе РФ”».

В планы законопроектной работы осенней сессии Комитета внесено рассмотрение в первом чтении проекта федерального закона, подготовленного Государственным Собранием (Ил Тумэн) Республики Саха (Якутия) «О внесении изменений в Закон РФ «О недрах» (в части дополнения содержания лицензии на пользование недрами)». Авторы законопроекта отмечают, что согласно ст. 15 Закона РФ «О недрах», одной из задач государственной системы лицензирования является обеспечение социальных, экономических, экологических и других интересов населения, проживающего на данной территории, и всех граждан РФ. При этом законодательством не предусмотрены нормы, обязывающие недропользователя участвовать в социально-экономическом развитии территории, на которой он осуществляет свою деятельность. На практике заключение соглашения (договора) о социально-экономическом развитии территории является только одной из возможных форм взаимодействия, определяемых лицензионным соглашением.

В процессе осуществления деятельности по недропользованию у пользователя недр возникает ряд дополнительных обязательств, которые, с одной стороны, никак не связаны напрямую с использованием и охраной недр, с другой – тесным образом увязываются с возможностью реализации предоставленных в лицензии прав. Одним из таких обязательств должно стать участие недропользователя в социально-экономическом развитии территории, на которой он

осуществляет свою деятельность. Возложение на него данной обязанности способствовало бы реализации закрепленного в ст. 9 Конституции РФ принципа, в соответствии с которым земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в РФ как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории, а также ст. 2 Закона РФ «О недрах», устанавливающей, что владение, пользование и распоряжение государственным фондом недр в пределах территории РФ в интересах народов, проживающих на соответствующих территориях, и всех народов РФ осуществляется совместно РФ и субъектами РФ.

Согласно федеральному законодательству, к компетенции органов государственной власти РФ относятся установление общего порядка пользования недрами, определение условий и порядка пользования месторождениями полезных ископаемых. Органы государственной власти субъектов РФ вправе только представлять в соответствующий федеральный орган или его территориальные органы предложения об условиях лицензий на пользование участками недр.

В соответствии с таким распределением полномочий в ст. 11 Закона РФ «О недрах» содержится норма, согласно которой предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии. Указанная статья предусматривает также возможность заключения между уполномоченным органом государственной власти и пользователем недр договора, устанавливающего условия пользования участком недр, а также обязательства сторон по выполнению указанного договора.

Федеральным законом от 22.08.2004 № 122-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием федеральных законов “О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон “Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов РФ” и “Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ”» права субъектов РФ и органов местного самоуправления на участие в принятии решений в сфере недропользования были полностью переданы федеральному центру.

В настоящее время субъекты РФ, муниципальные образования никак не влияют на принятие решений в сфере недропользования, что влечет за собой неэффективное использование природных ресурсов, социальную напряженность на местах, проблемы в области охраны окружающей среды и обеспечении экологической безопасности. Учитывая, что природные ресурсы являются основой стабильного развития РФ и выступают объектом публичного интереса, в результате реализации которого при недропользовании обеспечивается поступление доходов в бюджеты различных уровней, решаются задачи социально-экономического развития территорий, существует потребность в регулировании отношений в данной области.

Вместе с тем, субъект законодательной инициативы отмечает положительные примеры взаимодействия крупных недропользователей с регионами и муниципальными образованиями, несмотря на правовую неопределенность возникающих отношений. Однако НДПИ поступает в федеральный бюджет, а субъекты РФ, на территориях которых ведется основная добыча природных ресурсов, являются дотационными регионами. Таким образом, нарушен баланс при перераспределении между федеральным центром и регионами доходов от налога на добычу полезных ископаемых.

Несовершенство законодательства о недрах, регулирующего участие недропользователей в социально-экономическом развитии территорий, на которых они осуществляют свою деятельность, по мнению авторов законопроекта, затрудняет реализацию указанных задач.

В качестве обоснования права граждан на равный и справедливый доступ к природным ресурсам проектом федерального закона «О внесении изменений в Закон РФ “О недрах”» предлагается включить в содержание лицензии на пользование недрами (обязательные условия пользования недрами) положение об условиях участия в социально-экономическом развитии субъекта РФ и муниципального образования, согласованных с субъектом РФ и муниципальным образованием.

17 октября. Актуальность законопроекта была подчеркнута также в выступлениях участников прошедшего на площадке Государственной Думы первого заседания Комитета по охране природных ресурсов, недропользованию и развитию Арктики, созданного Общероссийским Конгрессом муниципальных образований.

Депутаты Государственной Думы, представители Министерства природных ресурсов и экологии РФ, ФБУ «ГКЗ», РАН, региональных министерств и контролирующих ведомств, городских и сельских администраций вместе обсудили вопросы недропользования на землях муниципальных образований, особенности добычи полезных ископаемых для нужд промышленности и населения. Открыл заседание и выступил с вступительным словом президент Конгресса, депутат Государственной Думы В. Кидяев.

С докладом о проблемах населения и органов региональной и муниципальной власти, связанных с недропользованием, добычей и охраной полезных ископаемых, в том числе на территориях арктической зоны, выступил председатель Комитета ОКМО, член Комитета ГД по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям Александр Ищенко. Заместители председателя Комитета ОКМО, депутаты ГД – заместитель председателя Комитета ГД по региональной политике и проблемам Севера и Дальнего Востока Оксана Бондарь, член Комитета ГД по экологии и охране окружающей среды Александр Василенко, члены Комитета ГД по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям Андрей Чернышев и Максим Щаблыкин поделились планами работы Комитета на своих направлениях, рассказали о проблемах, связанных с трудностями муниципалитетов на территориях своих избирательных округов, а также о законопроектной работе.

О законодательных и административных мерах, необходимых для более четкого контроля за недропользователями на местах говорили также генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров, руководитель геологического и минерально-сырьевого направления, академик РАЕН Левон Оганесян, глава муниципального образования «город Мончегорск Мурманской области» Дмитрий Староверов, советник губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа Виталий Караганов и другие.

Отмечая важность темы заседания для муниципального уровня власти, президент ОКМО Виктор Кидяеев подчеркнул, что «сегодня ответственность за состояние старых выработок, карьеров и шахт несут муниципалитеты, на земле которых располагаются эти объекты. Довольно распространено явление, когда владелец нерентабельного производства банкротится и бросает предприятие. Бремя содержания шахты в безопасном состоянии ложится на район, город или даже отдельное село. При этом стоимость содержания может в разы превышать годовой бюджет поселения, а наказание в виде штрафа несет администрация».

Глава муниципального образования «Анабарский национальный (долгано-эвенкийский) улус (район)» Республики Саха (Якутия) Иван Семенов обратил внимание присутствующих на то, что действующим федеральным законодательством не предусмотрены нормы, обязывающие недропользователя участвовать в социально-экономическом развитии территорий, на которых ведется разработка недр. По его мнению, необходимо на законодательном уровне разработать и принять норму, регулирующую вопросы взаимодействия с недропользователями, конкретизации обязательства недропользователя по участию в социально-экономическом развитии территории с обязательным указанием размера отчисления в бюджет территории. С точки зрения гражданского права ни у кого не вызывает сомнений, что сторона, причинившая вред, обязана возместить не только прямой ущерб, но и упущенную выгоду. Если посмотреть на взаимоотношения между местными жителями и недропользователем, то очевидно, что с его стороны возмещению подлежат все виды негативного воздействия. Для того чтобы этот справедливый принцип был реализован в полной мере, очень важно восполнить законодательный пробел.

Заместитель министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Ставропольского края Владимир Бордиян рассказал, как прикрываясь от проверок нормами законодательства, разрешающими получение общераспространенных полезных ископаемых для личных нужд, «ресурсные браконьеры» на самом деле полномасштабно торгуют глиной, песком и щебнем, для чего создают целые карьеры, разрывают берега рек, срывают плодородный слой почвы – наносят огромный ущерб экологии. Члены Комитета ОКМО считают, что требуется конкретизация федерального законодательства о недрах и усиление ответственности для нелегальных «копателей». По решению Совета ГД, в конце октября намечен визит депутатов, членов Комитета ГД по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям в Ставропольский край. Депутаты ГД планируют обсудить с губернатором Владимиром Владимировым, руководителями профильных министерств и ведомств края вопросы недро- и природопользования, проблемы местных застройщиков и закон о курортном сборе.

Chronicle of Legislative Work: Autumn Session Started

A.N. Itshenko, Doctor of Economic Sciences, Professor, deputy of the State Duma, Chairman of the Working Group on the Finalization of the RF Law “On Subsoil”.

УДК 553.98.042: 551.736(470.342/.344+470.42)

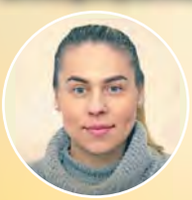
В.С. Соболев
канд. геол.-мин. наук
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
отдел морской нефтяной геологии и Дальнего Востока
старший научный сотрудник
ins@vnigri.ru

В.Н. Макаревич
д-р геол.-мин. наук
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
главный научный сотрудник
профессор
академик РАЕН
ins@vnigri.ru

Н.И. Искрицкая
канд. экон. наук
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
лаборатория экспертиз лицензий и лицензионных соглашений
заведующий лабораторией
nii@vnigri.ru, ins@vnigri.ru

Р.Р. Сайбушев
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
отдел количественных и геолого-экономических методов оценки ресурсов нефти и газа
инженер-геолог I категории
ins@vnigri.ru

И.С. Боровиков
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
лаборатория мониторинга геологоразведочных работ и лицензирования Дальневосточного региона
инженер-геолог I категории
ivanbs@yandex.ru



А.А. Щепочкина
ФГУП «ВНИГРИ»[1]
лаборатория экспертиз лицензий и лицензионных соглашений
инженер
ins@vnigri.ru

Возможность воспроизводства

нефтяных ресурсов в западных регионах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции за счет открытия и вовлечения в разработку залежей тяжелых высоковязких нефтей пермской системы

[1]Россия, 191014, Санкт–Петербург, Литейный проспект, 39.

Исследование посвящено проблеме поисков тяжелых высоковязких нефтей в отложениях пермской системы Кировской, Ульяновской областей, Республик Марий Эл и Чувашия, которые находятся на начальной стадии изученности. Рассмотрены вопросы размещения и условий формирования залежей ТВН в пермских (посткунгурских) отложениях западных периферийных регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Выделены типы ТВН, перспективные зоны их аккумуляции в уфимско-казанских терригенно-карбонатных отложениях. Впервые выделены 9 участков под лицензирование недр с оценкой их ресурсов и даны предложения по видам ГРР для подготовки локальных объектов к глубокому поисково-оценочному бурению

Ключевые слова: тяжелые высоковязкие нефти (ТВН); пермская система; нефтяные ресурсы; участки под лицензирование недр; классы углеводородных систем; опорные структурные элементы; природные битумы

На территории Волго-Уральской НГП находится более 500 месторождений с залежами тяжелой нефти, большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелых нефтей кат. А + В + C_1 Волго-Уральской НГП по состоянию на 01.01.2015 превышают 923,689 млн т (27%), добыча за 2014 г. – 21,888 млн т (19%).

В последние время возродился интерес к верхнему пермскому нефтегазоносному комплексу в силу спорадического его распространения и особого состава тяжелых высоковязких нефтей (ТВН), отличающихся повышенной металлоносностью при сложных технологиях разработки залежей. В силу слабой изученности разброс в оценке начальных ресурсов ТВН пермской системы варьируется в широких пределах – от 1,5 до 7,5 млрд т. Особое значение поиски залежей ТВН в пермских отложениях приобретают в западных малоизученных районах Волго-Уральской провинции, которым в данной работе уделено особое внимание.

Область распространения высоковязких залежей тяжелых нефтей и природных битумов, в том числе и в отложениях пермской системы, отчетливо контролируется прогнозируемой Е.В. Постновой [1] западной границей промышленной нефтеносности среднефранско-пермских отложений, практически совпадающей с западной границей системы сводовых поднятий и впадин с относительно неглубоким (до 2 км) залеганием фундамента, образующих Волго-Уральскую мегаантеклизу. В ее пределах находятся и расположенные в районе наших исследований нефтеносности пермской системы и такие опорные структурные элементы как Мелекесская впадина, Верхне-Камская впадина и Казанско-Кажимский авлакоген с основными источниками нефти в осадочном чехле.

На основе обобщения имеющихся данных и крупной сводки по пластовым и сепарированным нефтям Волго-Уральской провинции нами представлена картина их распределения по областям и республикам всей Волго-Уральской провинции (***табл. 1***). Анализ многих десятков месторождений и сотен залежей природных нефтей позволяет выделить три основных типа ТВН.

Первые 2 типа представляют в разной степени гипергенно измененные нефти верхних каменноугольных горизонтов нефтяных месторождений, выделяющихся по отношению к первичным материнским девонским нефтям повышенным содержанием асфальтово-смолистых компонентов и значениями вязкости выше 30, но не превышающей 150–200 мПа·с. Третий тип ТН характерен для выделенных нами ранее [2] палеогипергенных нефтей и встречается обычно в зонах крупных перерывов, чаще на больших (2–3 км) глубинах; такие нефти характерны для вендского комплекса Верхне-Камской впадины.

Особый тип нефтей, к которому относятся ТВН пермской системы, образуют тяжелые глубоко окисленные нефти, связанные, возможно, с процессами разрушения древних залежей под влиянием инфильтрационных вод (Б.В. Успенский, Р.Ф. Вафин, С.М. Петров).

Как показали исследования А.В. Ронова [3], С.Г. Неручева [4], С.П. Лян (2015) и других, состав ТВН заложен еще на стадиях диагенеза исходного ОВ основной материнской свиты – пород доманика и последующих его трансформаций в ГЗН, что в наглядной форме в сравнении с породами – доманикитами других более молодых по возрасту толщ отображено в работе С.Г. Неручева [4] с соавторами, специально посвященной нефтегазообразованию в отложениях доманикового типа.

Специфика исходных продуктов доманика тесно связана с зоофитогенной сульфатной природой исходного ОВ, реализующего свой материнский потенциал на ранней ($МК_1$) стадии катагенеза в виде единого мощного импульса, носящего взрывной характер и протекающего спонтанно в масштабе геологического времени очень быстро; при этом сульфаты играют роль акцепторов, ускоряющих процесс, что показано в специальных работах.

Общая потеря массы ОВ во всем цикле генерации близка к 40%, из которых 30% расходуется на образование жидких продуктов. В конце стадии $МК_1$ значительная часть асфальтенов переходит в нерастворимое состояние, а пик генерации УВ в доманике приходится на палеоглубины 1,3–1,6 км, хотя интенсивность эмиграции УВ охватывает интервал стадий катагенеза $МК_1$ – начало $МК_2$.

Из наложенных при формировании и переформировании УВ-скоплений процессов наибольшее значение сыграли гипергенные и карбонтано-каталитические процессы, соответствующие выделенным геохимическим типам нефти.

Модель С.Г. Неручева и геохимические построения А.В. Ронова в какой-то мере отвечают на вопрос о причинах развития здесь гигантских и уникальных нефтяных месторождений в девонско-каменноугольно-пермских отложениях при сравнительно небольшой мощности осадочного чехла (до 2–3,5 км).

При этом глубина залегания скоплений нефти в многопластовых многозалежных месторождениях обычно не превышают 1200–1400 м, лишь в Кинельско-Самаркинском районе дости-

Регион (тектонический элемент)	Количество изученных месторождений		Возраст горизонтов с ТВН	Основные свойства ТВН						Геохимический тип
	Всего	В т.ч. залежей с ТВН		Плотность, г/см³	Вязкость, мПа·с	Смолы силикагелиевые,%	Асфальтены, %	Бензин (НК – 200 °С)	Сера, %	
Республика Татарстан (зап. склон ЮТС, Мелекесская впадина)	50	24	C_1–C_2	0,90–0,99 0,92	69–135 100	44–100 85***	2,2–8,9 5,8	11–20 16,9	3,1–6,4 3,6	I – 20 месторождений II – 4 месторождения
Республика Башкортостан (Бирская седловина)	28	8	D_3–C_1	0,901–0,935 0,915	31,9–145,8 95,9	11,7–24,7 16,7	5–8,4 6,7	10–21,5 14,4	3,2–5,3 3,5	I, III
Пермский край и Удмуртская республика (верхнекамская впадина)	65	19	D_2, C_1–C_2, V	0,90–0,927 0,911	51,1–200 153,9	15,2–31 21,7	2,8–7,3 5,3	8–21 15,7	1,8–3,8 2,9	I, II, III
			P_1s	0,924	174,8	27	7	7	3,2	II
Самарская область (Мелекесская впадина, система ККП)	73	8	D_3–C_2	0,911–0,929 0,914	80–200 122,5	10,4–18,6 14,6	3,1–6,6 5,3	11–24 16,2	2,7–4 3,3	I, II
Саратовская область (на границе области с Прикаспийской впадиной)	20	1	P_1kg	0,982	–	100***	–	–	5,6	III
Волгоградская область	8	1	C_3–C_2	0,90–0,912 0,906	104–110	12,6	1,2	2–3	–	I
Оренбургская область	10	1	C_1bb	0,901	119	15,1	7,8	–	3,2	II
Республика Татарстан (Альметьевский район) *	3	3	Шешминский гор. P_2u	0,951–1,02 0,98	до 44027 (при 8 °С)	33,1–36,2** 34,4	4,7–16,4 8,9	–	2,56–4,87	Особый

*данные Г.П. Каюковой (2015)
**сумма бензольных и спиртобензольных смол по Ашальчинскому, Олипиадовскому и Екатерининскому месторождениям
***смолы сернокислотные

Таблица 1.
Распространение и типизация развитых в платформенной части Волго-Уральской НГП залежей тяжелых высоковязких нефтей (по материалам Г.Ф. Требина и др., 1980; Г.А. Кузнецовой (1997) Г.П. Каюковой и др., 2015)

гают 2000 м. Нефти Урало-Поволжья (включая пластовые нефти) характеризуются повышенной плотностью, широким развитием ТВН, что связано с резким природным сочетанием высокого осернения (до 3–3,5%), содержанием твердых парафинов (1–7%), смол (до 18–20% и выше) и повышенным содержанием полициклических УВ (до 30–38%).

По биомаркерному составу нефти относятся к единой генетической группе нефтей асфальтового основания, классу нефтяных углеводородных систем [5], с близкими значениями таких ключевых биомаркеров как пристан/фитан (< 1), стераны/гопаны (1,5–3,5%) и устойчивым изотопным составом углерода нефти метанонафтеновых и ароматических фракций (28,5–29%).

В пределах Волго-Уральской провинции скопления ТВН, хотя и приурочены к стратиграфически выраженным определенным нефтегазоносным комплексам(НГК), по площади и тектоническим элементам, распределены крайне неравномерно. В платформенной части провинции залежи легких, ТВН в нижнепермских и более древних НГК контролируются крупнейшими сводовыми поднятиями фундамента (Южно-Татарский свод, Пермско-Башкирский свод),

Классы нафтидов	Нефтебитумоносные комплексы		
	девонский	каменноугольный	пермский
Нефть нормальная	90,6	19,4	1,3
Нефть вязкая	8,9	77,2	48
Тяжелая нефть (мальта)	0,5	3,3	41,8
Природный битум	0	0,1	8,9

Таблица 2.
Распределение запасов (в %) различных классов нафтидов по нефтебитумоносным комплексам [7]

а в пермских отложениях уфимского и казанского ярусов – Мелекесской и Бузулукской наложенными пермско-мезозойскими впадинами, частично заходящими в регионы наших исследований.

Высокобитуминозные богатые сапропелевым органическим веществом (ОВ) кремнистые, глинисто-сланцеватые известняки семилукского горизонта, генерирующие на низких стадиях катагенеза ОВ ($МК_1$) избыточные массы сернистой близкой по составу и биомаркерам нефти постепенно сменяются к западу менее битуминозными органогенно-обломочными известняками мелководных шельфовых фаций Камско-Волжской системы впадин [6] с более низкими генерационными возможностями доманика, о чем свидетельствуют ранние региональные геохимические построения А.В. Ронова [3].

Процессы генезиса и аккумуляции нефти в поздне-девонско-каменноугольных нефтегазоносных комплексах, по-видимому, завершились в конце пермской эпохи, тогда как переформирование УВ-скоплений в тектонически активных областях (приразломные валы) продолжалось и в кайнозое. На заключительном этапе за счет миграции газонасыщенной нефти из разрушающихся каменноугольных залежей были сформированы нефтебитумные скопления в гипергенной зоне, сложенной пермскими отложениями.

Обращает на себя внимание массивный и массивно-пластовый тип и высокая плотность залежей на единицу площади, наряду с их обособленностью и автономностью, их небольшой размер, особенно залежей в казанском комплексе, отчетливо контролируемый региональной покрышкой татарского яруса. В нижнем и среднем карбоне залежи тяжелой нефти заметно тяготеют к нижней части карбонатных комплексов, также экранируемых региональными покрышками. Классификация запасов нафтидов разведанных месторождений Республики Татарстан в пермских отложениях и их сопоставление с данными по девонскому и каменноугольному комплексам приведены в ***табл. 2***. Сделан вывод, что в пермских отложениях РТ лишь порядка 9% разведанных запасов принадлежат к классу природных битумов, около 42% относятся к тяжелым нефтям, 48% – к вязким нефтям и чуть более 1% – к нормальным нефтям [7].

Залежи тяжелых нефтей Урало-Поволжья часто совмещены со скоплениями природных битумов (ПБ) и рассматриваются как единые зоны битумонакопления. Исходное вещество для ПБ – нефти, утратившие легкие дистилляты, сконцентрировавшие тяжелые фракции и изменившие жидкое фазовое состояние на трудно подвижное вязкое (мальты), вплоть до твердого (шунгиты, антраксолиты), в ходе экстремальных изменений условий их нахождения. В основном это миграция в зону гипергенеза к поверхности. Реже ПБ формируются вследствие динамо-гидротермального или контактного метаморфизма нефтей, а также при многократных внутрипластовых перемещениях мигрирующей нефти, сопровождаемой путевой дифференциацией масс.

О масштабах общих ресурсов ТВН и ПБ и запасах отдельных месторождений, связанных с пермскими отложениями Татарстана, свидетельствуют статистические данные Е.С. Войтовича [8] и Н.С. Гатиятулина [9] по 149 месторождениям и 269 залежам, которые приведены в ***табл. 3***.

Они распределены по пермским нефтегазоносным комплексам и категориям СВН запасов C_1, C_2 и D_1 в зависимости от разведанности месторождений. При этом установлено, что основные ресурсы нефти заключены в большом количестве преимущественно мелких (запасы 0,5–10 млн т) залежей при ведущей роли (97% запасов и ресурсов) уфимских терригенных и казанских терригенно-карбонатных коллекторах, и небольших глубинах (до 400 м) скоплений. Справедливости ради следует отметить значительную долю прогнозных ресурсов категории D_1 в докунгурском карбонатном комплексе нижней перми (177,4 млн т). В верхнепермских комплексах, широко распространенных в районах наших исследований по объекту, основная масса тяжелых нефтей (63,3% прогнозных ресурсов) связана с карбонатными резервуарами казанского яруса.

Нефтебитумоносные комплексы	Выявленные запасы категорий				Прогнозные ресурсы кат. D_1	Итого запасы и ресурсы
	$B + C_1$	C_1	C_2	Всего		
Казанский	–	126,271	20,474	146,745	709,555	856,300
Уфимский	4,700	40,560	95,710	140,970	234,490	375,460
Нижнепермский	–	6,300	–	6,300	177,400	183,700
Итого по РТ	4,700	173,131	116,184	294,015	1121,445	1415,460

Таблица 3.
Распределение запасов и ресурсов СВН и ПБ пермской системы по нефтегазоносным комплексам (на примере Татарстана), млн т

Одним из основных кондиционных параметров, обоснованным на опыте изучения большого количества залежей ТВН и ПБ пермской системы Татарстана, является нефтебитумонасыщенность коллекторов. (не менее 4–4,5%), определяющая рентабельность для разработки и освоения месторождений существующими технологическими методами.

К этому параметру на базе наиболее изученных месторождений ТВН и ПБ Черемшано-Ямашинской зоны западного склона Южно-Татарского свода в «Методическом руководстве…» [10], предложены следующие кондиционные параметры их разработки, большая часть которых должна использоваться и при оценке запасов и ресурсов на зонально-локальном уровне:

– пористость – 18%;

– минимальная толщина битумных залежей – 2–3 м;

– минимальные прогнозируемые извлекаемые запасы – 0,5–1 млн т;

– предельная глубина залежей – 400 м;

– минимальное содержание сопутствующих микроэлементов и серы:

– ванадия – 100 г/т;

– никеля – 50 г/т;

– серы – 1,9 % мас.

К числу наиболее сложных, трудно определяемых параметров при оценке локализованных ресурсов и запасов ВВН и ПБ конкретных залежей является определение эффективной нефтенасыщенной мощности отдельных пластов и горизонтов, особенно в закарстованных и кавернозных карбонатных толщах.

Комплекс геофизических методов решения тех или иных нефтепоисковых задач на разных этапах отражены в ряде работ. Для региона Кировской области, республики Марий Эл и всего северо-восточного склона Южно-Татарского свода при региональной и зональной оценке ресурсов перспективных объектов в нижней перми и казанском ярусе необходимо учитывать литогеохимическую зональность и цикличность образования пермских отложений [7].

В указанной работе на доле общей фациальной изменчивости, характерной для переходных и континентальных фаций, устойчивы морские фации с развитием секвенсов регионального значения преобладают в нижней перми и казанском ярусе. Уровни, характеризующие обстановки осадконакопления, отчетливо фиксируются по *max* и *min* содержанию SiO_2, CaO, P_2O_5, MnO, K_2O_3, Al_2O_3.

В соответствии с требованиями обновленной классификации запасов ресурсов нефти и горючих газов особое внимание при разработке и освоению нетрадиционных источников следует уделять комплексному освоению углеводородного сырья и попутных компонентов. В этом отношении пермские нефти Татарстана в силу особенностей состава и химизма представляют уникальное углеводородное сырье для производства топлив, смазочных материалов и «дорожных битумов».

В соответствии с объемом и полнотой фактического материала нами выполнен прогноз нефтегазоносности, оценены ресурсы ТВН пермской системы западных районов Волго-Уральской НГП и выделены перспективные под лицензирование участки недр для поиска и добычи нефти.

На территории Кировской области суммарные геологические ресурсы ТВН составляют 38,45 млн т, из них – в верхнепермских отложениях – 5,650/1,13 млн т (геологические/извлекаемые), и по новой классификации запасов и ресурсов нефти относятся к категории $D_л$. Верхнепермские тяжелые нефти сконцентрированы на юго-востоке Кировской области, в западной части Казанско-Кажимского прогиба и на востоке Северо-Татарского свода, заключены в трех выделенных нами по комплексу геолого-геофизических данных перспективных участках. Для увеличения ресурсной базы ТВН пермских отложений в Кировской области и повышения достоверности оценки ресурсов, необходимо проведение на выявленных аэромагнитными съемками аномалиях, комплекса региональных и локальных геолого-геофизических исследований, включающих в себя профильную сейсморазведку МОГТ, геохимические съемки 1:50000 масштаба, а также проведение работ *Gore Sorber* (по профилям).

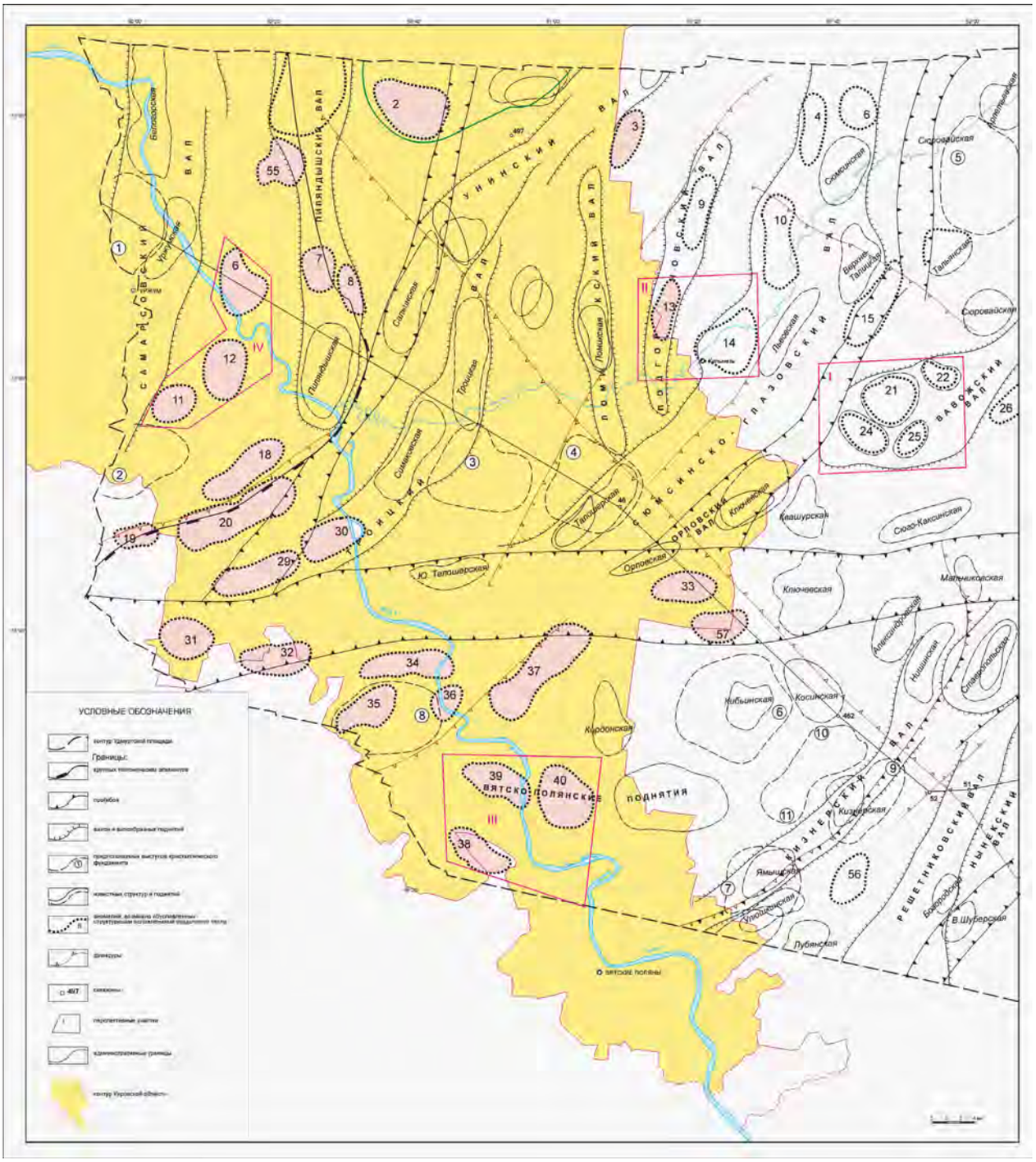
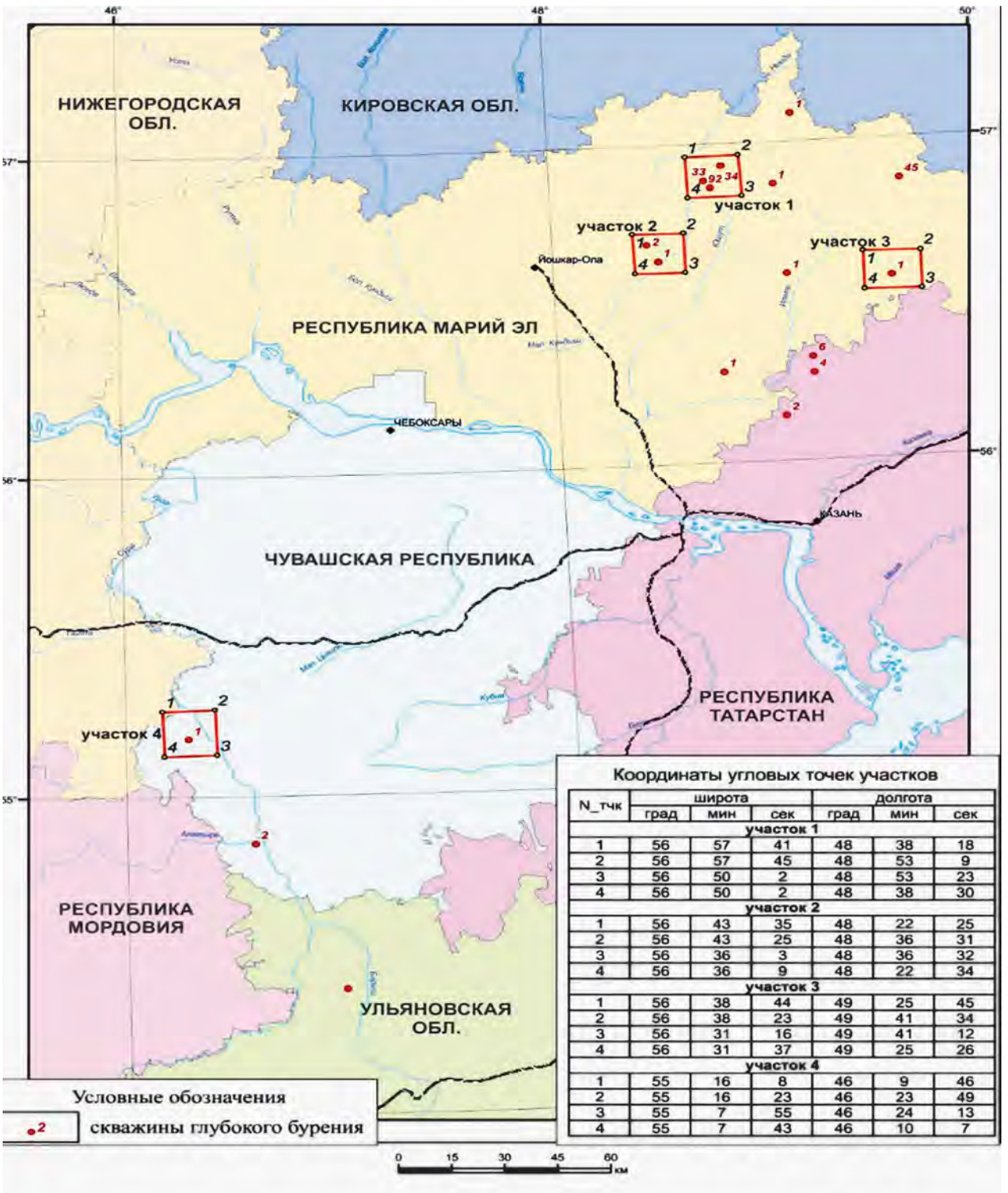


Рис. 1.
Карта нефтеперспективных магнитных аномалий и перспективных под лицензирование участков Кировской области

В республиках Марий Эл и Чувашия ресурсы ТВН в верхнепермских отложениях прогнозировались нами по выделенным перспективным на ТВН участкам с последующей подготовкой их к лицензированию. На этих участках ранее были пробурены скважины, вскрывшие битумопроявления, либо показавшие фоновую битуминосность в верхнепермских отложениях.

В соответствии с известной плотностью ресурсов на территории исследуемых субъектов РФ, в пределах выделенных участков, по предварительным оценкам суммарные ресурсы составили 7,910/1,530 млн т (геологические/извлекаемые) по категории D_2, большая часть которых находится в Республике Марий Эл – 6,600/1,320 млн т и 1,310/0,210 млн т на участке в Чувашии.

В Ульяновской области, ресурсы категории $Д_л$ 13 объектов по казанскому ярусу пермской системы составляют 27,929/4,189 млн т (по верх-



Координаты угловых точек участков

N_тчк	широта			долгота		
	град	мин	сек	град	мин	сек
участок 1						
1	56	57	41	48	38	18
2	56	57	45	48	53	9
3	56	50	2	48	53	23
4	56	50	2	48	38	30
участок 2						
1	56	43	35	48	22	25
2	56	43	25	48	36	31
3	56	36	3	48	36	32
4	56	36	9	48	22	34
участок 3						
1	56	38	44	49	25	45
2	56	38	23	49	41	34
3	56	31	16	49	41	12
4	56	31	37	49	25	26
участок 4						
1	55	16	8	46	9	46
2	55	16	23	46	23	49
3	55	7	55	46	24	13
4	55	7	43	46	10	7

Рис. 2.
Карта перспективных под лицензирование участков Республик Марий Эл и Чувашия

неказанскому подъярусу – 16,529/2,479 млн т, по нижнеказанскому – 11,400/1,710 млн т). Три структуры по геологическим ресурсам превышают 3 млн т: Матюшкинская (5,729/0,859 млн т), Войкинская (4,995/0,749 млн т), Зимницкая (3,456/0,518 млн т). Эти же структуры, расположенные на западном борту Усть-Черемшанского прогиба, рекомендуются для более детального изучения нефтеносности пермской системы.

На выделенных девяти перспективных под лицензирование участках суммарные ресурсы в пермских отложениях составляют:

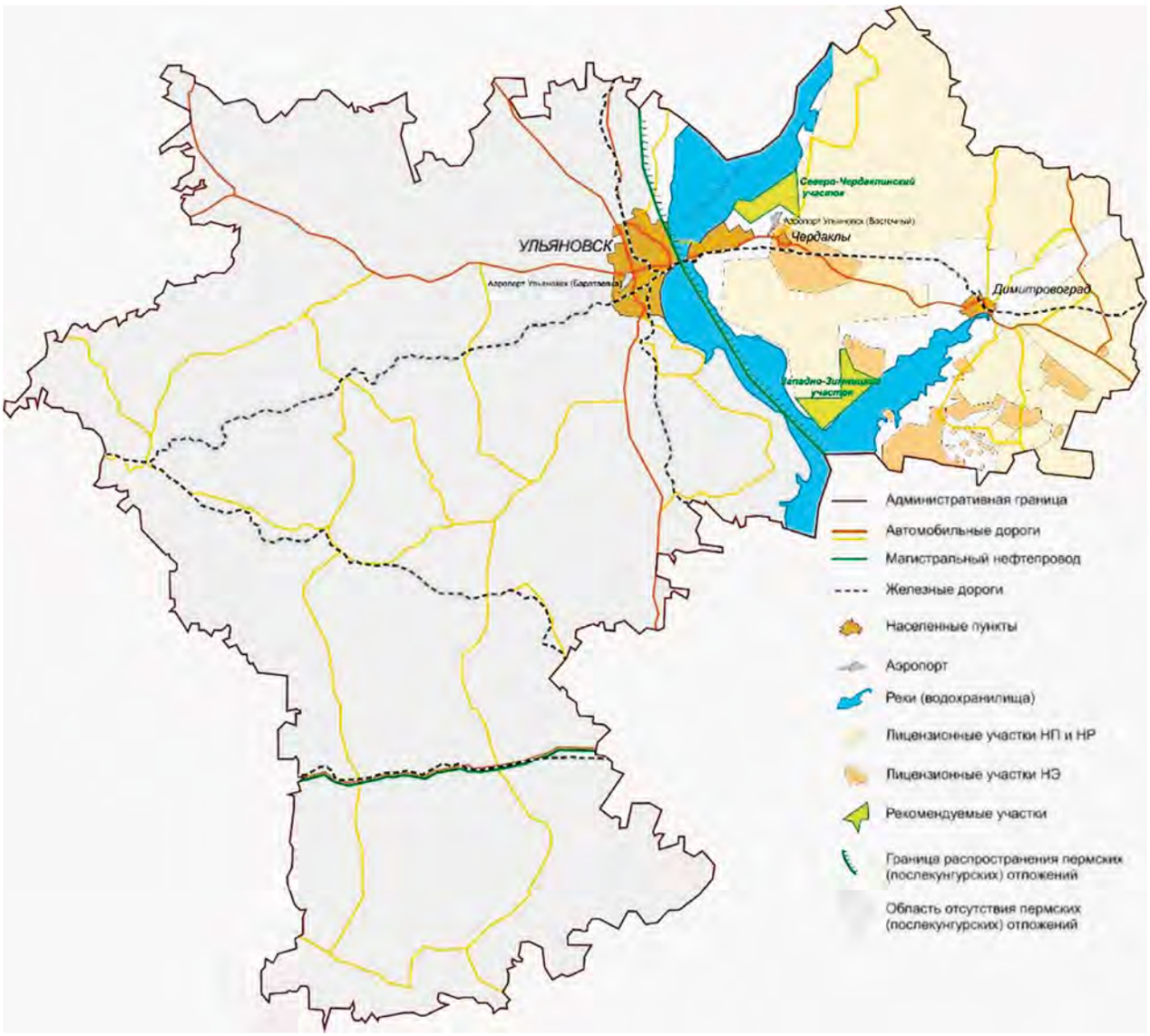


Рис. 3.
Схема расположения лицензионных участков и инфраструктуры на территории левобережной части Ульяновской области.

– Кировская область – 5,65/1,13 (геологические/извлекаемые) млн т категории $D_л$;

– Республики Марий Эл и Чувашия – 7,910/1,53 млн т категории D_2;

– Ульяновская область – 14,0/2,1 млн т категории D_1 и 3,6/0,54 млн т категории $D_л$.

Следует отметить, что на участках и в сопредельных районах хорошо развита инфраструктура, но эти территории геологически слабо изучены.

В Кировской области выделены 3 участка – Кильмезский, Новоильгинский и Уржумский (***рис. 1***). Все три участка имеют на своей территории или в ближайших окрестностях хорошо развитую инфраструктуру. Площадь Кильмезского участка составляет 251,64 км^2, а его геологические и извлекаемые ресурсы – 1,15/0,23 млн т по категории $D_л$. Площадь и ресурсы Новоильгинского участка составляют соответственно – 392,4 км^2 и 2,8/0,56 млн т. Уржумский участок ограничивает площадь в 231,97 км^2 и располагает ресурсами на своей территории в объеме 1,8/0,36 млн т. Ресурсы Уржумского и Новоильгинского участков, так же как и ресурсы Кильмезского участка, относятся к категории $D_л$.

В республике Марий Эл рекомендованы три участка с хорошо развитой инфраструктурой – Новоторьяльский, Ронгинский и Илетский, расположенные в 15–40 км друг от друга (***рис. 2***). Ресурсы Новоторьяльского участка сосредоточены на территории площадью 261,6 км^2 и составляют 2,275/0,455 млн т по категории D_2.

К этой категории относятся все участки, выделенные нами на территории республик Марий Эл и Чувашия. На площади Ронгинского участка, составляющей 198 км^2, оценены геологические ресурсы нефти в объеме 2,075 млн т и извлекаемые – 0,415 млн т. Площадь Илетского участка составляет 215,1 км^2, а ресурсы на его территории – 2,250/0,450 млн т. В Чувашской Республике выделен один участок – Порецкий, площадью 236,8 км^2 и ресурсами в объеме 1,310/0,210 млн т.

В Ульяновской области выделены под лицензирование два участка с хорошо развитой инфраструктурой в сопредельных районах – Западно-Зимницкий и Северо-Чердаклинский, расположенные в 45 км друг от друга (***рис. 3***). Западно-Зимницкий участок расположен на территории площадью 122,5 км^2, а его ресурсы категории D_1 составляют 5,5/0,8 млн т, и категории $D_л$ – 0,9/0,14 млн т. Площадь Северо-Чердаклинского участка составляет 106,9 км^2, ресурсы категории D_1 составляют 8,5/1,3 млн т, категории $D_л$ – 2,7/0,4 млн т.

Для дальнейшего проведения геолого-геофизических и геохимических исследований на территории выделенных участков в рамках недропользования рекомендуется проведение нефтепоискового оценочного этапа работ. Для изучения предлагаемых под лицензирование участков в соответствии с разработанной для Волго-Уральской НГП этапностью и стадийностью ГРР осуществляются первая и вторая стадия реализации поисково-оценочного этапа: стадия выявления объектов поискового бурения и стадия подготовки объектов к поисковому бурению. Для каждой стадии по каждому из субъектов РФ с выделенными участками рекомендуется соответствующий комплекс методов геолого-геофизических работ, учитывающий их геологическую изученность и характер конкретных решаемых задач.

Западные районы Волго-Уральской НГП в ближайшем будущем станут объектами поисков и воспроизводства ресурсов углеводородов за счет новых открытий залежей ТВН в морских терригенно-карбонатных отложениях пермской системы

Вероятно, именно западные районы Волго-Уральской НГП в ближайшем будущем станут объектами поисков и воспроизводства ресурсов углеводородов за счет новых открытий залежей ТВН в морских терригенно-карбонатных отложениях пермской системы.

Литература

1. Воробьев В.Я., Постнова Е.В., Соловьев Б.А. Оптимизация геологоразведочных работ для поддержания добычи нефти в Волго-Уральском и Прикаспийском регионах //Геология нефти и газа. 2012. № 5. С. 81–87.
2. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС. 2015. 343 с.
3. Ронов А.В. Органический углерод в осадочных породах в связи с их нефтегазоностью //Геохимия. 1958. № 5. С. 409–424.
4. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра. 1986. 247 с.
5. Соболев В.С., Грохотов Е.И. Углеводородные системы морской Арктики (сравнительный анализ) //Труды RAO/CIS offshore, 2011, Proceedings. СПб.: Химиздат. 2011. С. 40–48.
6. Проворов В.М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья //Геология нефти и газа. 1992. № 7. С. 2–7.
7. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Искрицкая Н.И., Каюкова Г.П., Шаргородский И.Е. и др. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: Фэн. 2012. 396 с.
8. Войтович С.Е., Чернышова И.Г., Гаврилина Л.Г., Гатауллин Р.И., Гринько Ю.А., Дергунов И.В. Развитие геофизических и геохимических методов исследования для геологоразведочных работ поиска и разведки месторождений нефти и газа //Георесурсы. 2013. № 1. С. 22–26.
9. Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Ананьев В.В., Шагидуллин Ф.Ф. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Мелекесской впадины //Разведка и охрана недр. 2005. № 2–3.
10. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. Москва: ВНИГНИ. 2000. 189 с.

UDC 553.98.042: 551.736(470.342/.344+470.42)

V.S. Sobolev, PhD, Senior Researcher, Department of Marine Petroleum Geology and the Far East, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], ins@vnigri.ru
V.N. Makarevich, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Researcher, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, ins@vnigri.ru
N.I. Iskritskaya, PhD, Head of the Laboratory for the examination of licenses and license agreements, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], nii@vnigri.ru, ins@vnigri.ru
R.R. Saibushev, Engineer–geologist of the First Category of the Department of Quantitative and Geological and Economic Methods for the Assessment of Oil and Gas Resources, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], ins@vnigri.ru
I.S. Borovikov, Geology Engineer, I Category, Laboratory for Monitoring Exploration and Licensing of the Far Eastern Region, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], ivanbs@yandex.ru
A.A. Shchepochkina, Laboratory Engineer for Licenses and License Agreements, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute[1], ins@vnigri.ru

[1]39 Liteiny ave., St. Petersburg, 191014, Russia.

The Possibility of Reproduction of Oil Resources in the Western Regions of the Volga-Ural Oil and Gas Province by Opening and Involvement in the Development of Deposits of Heavy High-viscosity Oil Permian System

Abstract. Research is devoted to the problem of searching for heavy high–viscosity oil (HVO) in the sediments of the Permian system, Kirov region, Ulyanovsk region, Mari El and Chuvashia Republics, who are in the early stages of exploration. The problems of placement and conditions formation of HVO deposits in the Permian (post–Kungur) sediments of the western peripheral regions of the Volga–Ural oil and gas province. Are allocated types of HVO, perspective their accumulation zones in ufa–kazan terrigenous–carbonate sediments. Nine sites for licensing have been allocated for further geological study and appraisal drilling. Article includes 10 pages, 3 figures, 3 tables. Bibliography contains 10 references to published sources.

Keywords: Heavy crude oil; Permian system; oil resources; subsoil plots for licensing; classes of hydrocarbon systems; supporting structural elements; natural bitumen.

References

1. Vorob'ev V.Ia., Postnova E.V., Solov'ev B.A. *Optimizatsiia geologorazvedochnykh rabot dlia podderzhaniia dobychi nefti v Volgo-Ural'skom i Prikaspiiskom regionakh* [Optimization of exploration to support oil production in the Volga-Ural and Caspian regions]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2012, no. 5, pp. 81–87.
2. Kaiukova G.P., Petrov S.M., Uspenskii B.V. *Svoistva tiazhelykh neftei i bitumov permskikh otlozhenii Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh* [Properties of heavy oils and bitumens of the Permian deposits of Tatarstan in natural and man-made processes]. Moscow, GEOS Publ., 2015, 343 p.
3. Ronov A.V. *Organicheskii uglerod v osadochnykh porodakh v sviazi s ikh neftegazonost'iu* [Organic carbon in sedimentary rocks due to their oil and gas content]. *Geokhimiia* [Geochemistry], 1958, no. 5, pp. 409–424.
4. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. i dr. *Neftegazoobrazovanie v otlozheniiakh domanikovogo tipa* [Oil and gas formation in the Domanik type deposits]. Ltningrad, Nedra Publ., 1986, 247 p.
5. Sobolev V.S., Grokhotov E.I. *Uglevodorodnye sistemy morskoi Arktiki (sravnitel'nyi analiz)* [Hydrocarbon systems of the marine Arctic (comparative analysis)]. *Trudy RAO/CIS offshore, 2011, Proceedings* [Proceedings of RAO / CIS offshore, 2011], St. Petersburg, Khimizdat Publ., 2011, pp. 40–48.
6. Provorov V.M. *Osobennosti stroeniia i neftegazonosnosti verkhnedevonsko-turneiskogo paleoshel'fa severnykh i zapadnykh raionov Uralo-Povolzh'ia* [Features of the structure and petroleum potential of the Upper Devonian-Tournaisian paleoshelf of the northern and western regions of the Ural-Volga region]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1992, no. 7, pp. 2–7.
7. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Iskritskaia N.I., Kaiukova G.P., Shargorodskii I.E. i dr. *Kompleksnoe osvoenie tiazhelykh neftei i prirodnykh bitumov permskoi sistemy Respubliki Tatarstan* [Complex development of heavy oils and natural bitumens of the Perm system of the Republic of Tatarstan]. Kazan, Fen Publ., 2012, 396 p.
8. Voitovich S.E., Chernyshova I.G., Gavrilina L.G., Gataullin R.I., Grin'ko Iu.A., Dergunov I.V. *Razvitie geofizicheskikh i geokhimicheskikh metodov issledovaniia dlia geologorazvedochnykh rabot poiska i razvedki mestorozhdenii nefti i gaza* [The development of geophysical and geochemical research methods for geological exploration of prospecting and exploration of oil and gas fields]. *Georesursy* [Georesources], 2013, no. 1, pp. 22–26.
9. Gatiiatullin N.S., Tarasov E.A., Anan'ev V.V., Shagidullin F.F. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozhenii Melekesskoi vpadiny* [Assessment of oil and gas potential of the Paleozoic sediments of the Melekess depression]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2005, no. 2–3.
10. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guide on the quantitative and economic assessment of Russian oil, gas and condensate resources]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000, 189 p.

УДК 622.016.25:553.63

А.К. Вишняков
канд. геол-тмин. наук
ФГУП «ЦНИИгеолнеруд»[1]
отдел технологических испытаний
главный геотехнолог
technology-geolnerud@yandex.ru

Р.Р. Хасанов
д-р геол.-мин. наук
Казанский (Приволжский) федеральный университет
Институт геологии и нефтегазовых технологий
кафедра региональной геологии и полезных ископаемых[2]
заведующий кафедрой
rinat.khassanov@kpfu.ru

В.А. Х:амин
ФГУП «ЦНИИгеолнеруд»[1]
ведущий инженер-конструктор
technology- geolnerud@yandex.ru

Скважинная добыча полезных ископаемых горизонтальными камерами

[1]Россия, 420097, Республика Татарстан, Казань, ул. Зинина, 4.
[2]Россия, 420008, Республика Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, 4/5.

Предложены модификации скважинного способа добычи через горизонтально расположенные камеры твердых (в т.ч. растворимых), слабосвязанных, рыхлых и обводненных горных пород

Ключевые слова: горные породы; скважина; добычная камера; гидродобыча; пульпа; растворение; рассолы

Скважинная добыча в настоящее время осуществляется через вертикальные скважины путем создания в них вертикальных добычных камер [1; 2; 3]. Они применяются в основном для добычи растворимых, выщелачиваемых, реже рыхлых или слабосвязанных полезных ископаемых, но во всех случаях имеющих мощность продуктивных пластов, обеспечивающую экономическую целесообразность их разработки.

Для того чтобы расширить область применения скважинного способа добычи практически для всех типов полезных ископаемых – от обводненных россыпей до скальных горных пород (особенно для маломощных пластов) были разработаны различные варианты освоения месторождений через горизонтально расположенные камеры, с применением вертикально- или наклонно-горизонтальных скважин. Предложенными способами могут разрабатываться породы практически на любой глубине.

Сущность этих способов приведена на ***рис. 1***. Она определяется совокупностью известных технологий: бурения только одной вертикально- или наклонно-горизонтальной скважины, разрушения продуктивной породы тем или иным способом (взрывным, гидроструями или растворением) в ее горизонтальной части и выдачей разрушенной массы гидравлическим потоком методом противодавления (при необ-

ходимости – и эрлифта) на земную поверхность. Для осуществления подобного процесса до подошвы или середины продуктивного пласта пробуривается вертикально-наклонная часть скважины, которая крепится обсадными трубами с цементацией затрубного пространства. Затем осуществляется бурение (без обсадки) горизонтальной части скважины необходимого диаметра и длины (до нескольких сот метров, в зависимости от горно-геологических условий) для проведения в ней подготовительных и добычных работ. После подготовки скважины в ее горизонтальную часть, в зависимости от способа добычи, помещают или растворяющий снаряд, или специально подготовленную перемещающуюся (эксплуатационную) колонну, или секционно расположенные заряды ВВ.

Современные техника и буровые технологии позволяют вписывать горизонтальную часть ствола скважины в пласт мощностью 3–5 м при глубинах его залегания свыше 2000 м [4].

Добыча твердых полезных ископаемых достаточно детально описана в ряде опубликованных статей [5; 6; 7; 8]. Поэтому ниже приводятся только краткие изложения этого способа, а далее более детально освещается добыча без взрывания растворимых и рыхлых (обводненных) пород. Добыча пород, относящихся к скальному типу, возможна только после их предварительного разрушения, в том числе и под воздействием взрывных веществ (ВВ). Поэтому добыча твердых полезных ископаемых через горизонтально расположенные камеры осуществляется в горизонтальной части скважины только после взрывания ВВ, в результате которого образуются локальные зоны дробления и трещиноватости [9]. Предлагаемый способ гидродобычи обоснован специалистами ведущих институтов и университетов горно-геологического профиля: ЦНИИгеолнеруд и КФУ (Казань), МГГУ и РГГРУ (Москва). Размеры каждой зоны разрушения расчитываются с учетом прочностных свойств разрабатываемой продуктивной породы, необходимой мощности отработки пласта, требуемой размерности частиц добываемого полезного ископаемого, применяемого типа ВВ и диаметра (т.е. величины) его заряда. С учетом этих параметров, а также размеров и марки труб добычного агрегата, определяется длина локальной зоны дробления горизонтальной скважины.

В результате инициирования зарядов ВВ образуется последовательный ряд локальных горизонтально расположенных зон дробления, разделенных участками вертикальных целиков оптимальной толщины из ненарушенной породы, которые определяют их несущую способность для поддержания гидродобычного агрегата в центре будущих добычных камер и позволят избежать завалов гидродобычного агрегата негабаритными кусками продуктивной породы. Помимо этого целики обеспечивают беспрепятственное движение вперед и назад скважинного гидродобычного агрегата (***рис. 1***).

В начале горизонтальной части скважины устанавливают гидродобычной агрегат, который можно перемещать в скважине вдоль ее продольной оси. Он включает в себя надскважинную часть [10], состоящую из высоконапорного става с каналами: под рабочую жидкость (два ввода), под сжатый воздух для эрлифта и для отвода пульпы на земную поверхность, и скважинную часть, представленную рабочим устройством, обеспечивающим процесс добычи и состоящим из гидромониторной и всасывающей частей.

Рабочая жидкость вылетает из его форсунок в виде высоконапорных струй под давлением 8–10 Мпа, разрыхляет частицы нарушенной взрывом породы и проталкивает их во всасывающее устройство, а негабаритные куски падают под гидродобычной агрегат. При достижении забоя данный агрегат поднимается на поверхность и вместо него спускается другой со специальным додрабливающим устройством, гидромонитором и всасывающим узлом [11]. Такой агрегат обеспечивает доведение до оптимальной крупности негабаритных кусков продуктивной породы и разрушение опорных целиков, разделяющих локальные камеры. В качестве рабочей жидкости применяют оборотные рассолы, равновесные с компонентами разрабатываемой породы, которые совместно с их частицами будут образовывать в процессе гидродобычи гидросмесь. В условиях созданной герметично изолированной среды подъем гидросмеси (пульпы) на земную поверхность осуществляется сначала путем вытеснения ее противодавлением (по горизонтальной части), а затем, с применением эрлифта – в вертикальной части. На поверхности твердая фракция отделяется от пульпы, а сама рабочая жидкость направляется на повторное использование.

При разработке продуктивного пласта большой мощности после завершения очистных работ в образовавшейся камере над ней осуществляется бурение дополнительного параллельного горизонтального ствола с проведением в нем взрывных работ и с магазинированием продуктивной породы в уже отработанной горизонтальной камере, где они додрабливаются специальным агрегатом [11].

Современное развитие буровой техники и технологии позволяет бурить скважины в за-

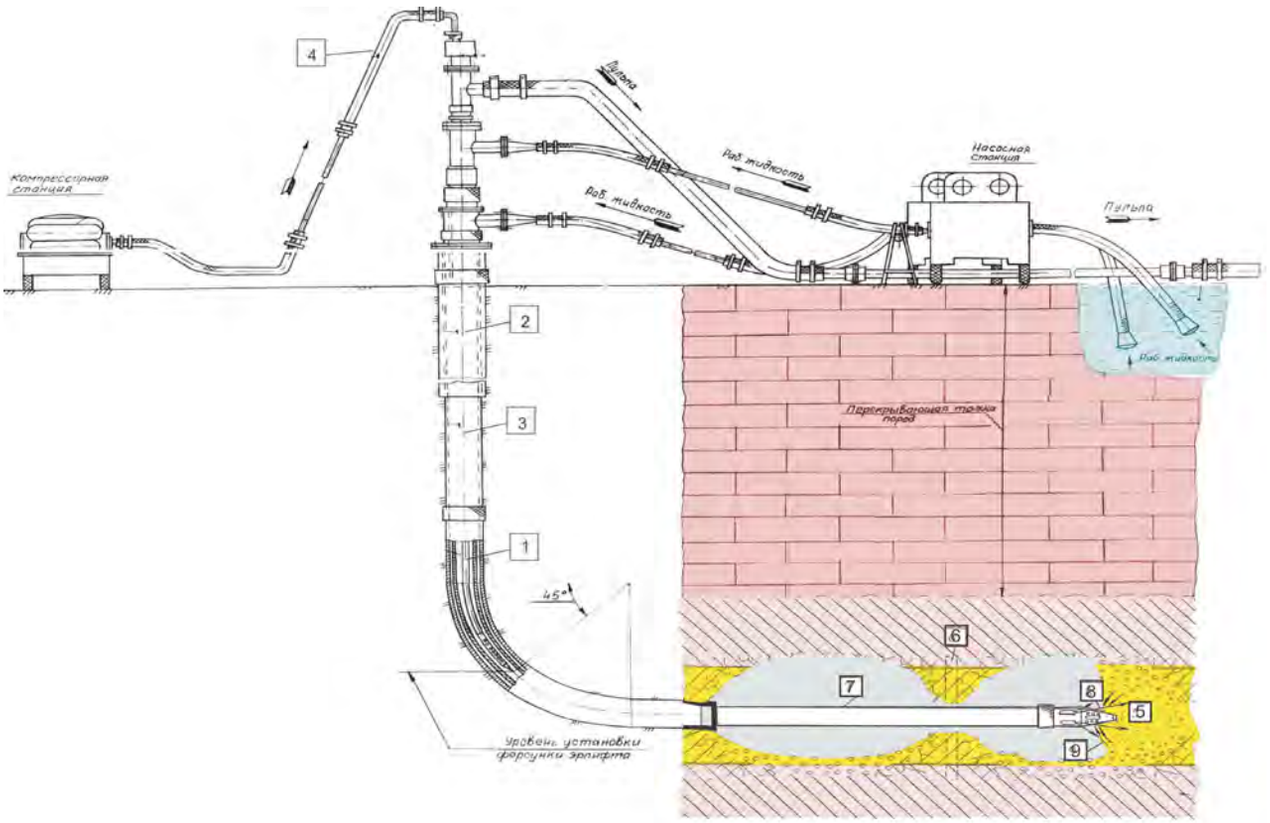


Рис. 1.
Принципиальная схема скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых горизонтальными камерами: 1 – труба эрлифта, 2 – кондуктор, 3 – обсадная колонна (направляющая для добычного агрегата), 4 – линия эрлифта, 5 – раздробленная продуктивная порода, 6 – вмещающие породы, 7 – горизонтальная часть гидродобычного агрегата, 8 – породоразрушающее и всасывающее устройства, 9 – гидромониторные струи

данном направлении с определенными пространственными характеристиками. Благодаря этому возможно создание вдоль продуктивного пласта таких вариантов расположения горизонтальных добычных камер, которые в той или иной степени подобны существующим системам подземной разработки полезных ископаемых при шахтном способе добычи, что способствует более полному их извлечению из недр [5].

При отработке растворимых пород вместо пульпы возможно получение насыщенного рассола [12]. В этом случае подается не равновесный раствор, а недонасыщенный по минеральному составу породы, который растворяет все соляные кусочки, а также породы зоны трещиноватости. Отбор и подъем полученного рассола осуществляется в этом случае вначале через зазор между стенками необсаженной горизонтальной части скважины и добычным агрегатом с донасыщением его за счет растворения окружающих соляных пород, а затем по затрубному пространству между ставом агрегата и обсадной колонной (***рис. 2***). Скважинная добыча искусственных рассолов, основанная на растворении мощных залежей каменной соли через вертикальные скважины с земной поверхности, благодаря простоте организации и высоким экономическим показателям получила широкое распространение в мировой практике и в России и в настоящее время является основным способом добычи рассолов для содового, хлорного и других производств.

Однако такой способ экономически выгоден при мощности полезного ископаемого в несколько десятков (особенно сотен) метров, а при разработке менее мощных пластовых залежей полезного ископаемого становится менее или мало эффективным. В связи с этим разработан вариант растворяющего устройства для получения насыщенных рассолов без взрывного магазинирования соляной породы [13].

Это устройство (***рис. 3***) позволяет растворять их как в потолочине разрабатываемой камеры, так и в ее боковых стенках, особенно вблизи подошвы, формируя, таким образом, горизонтальную камеру, имеющую в сечении прямоугольно-овальную форму. Контроль за формированием формы свода горизонтальной камеры

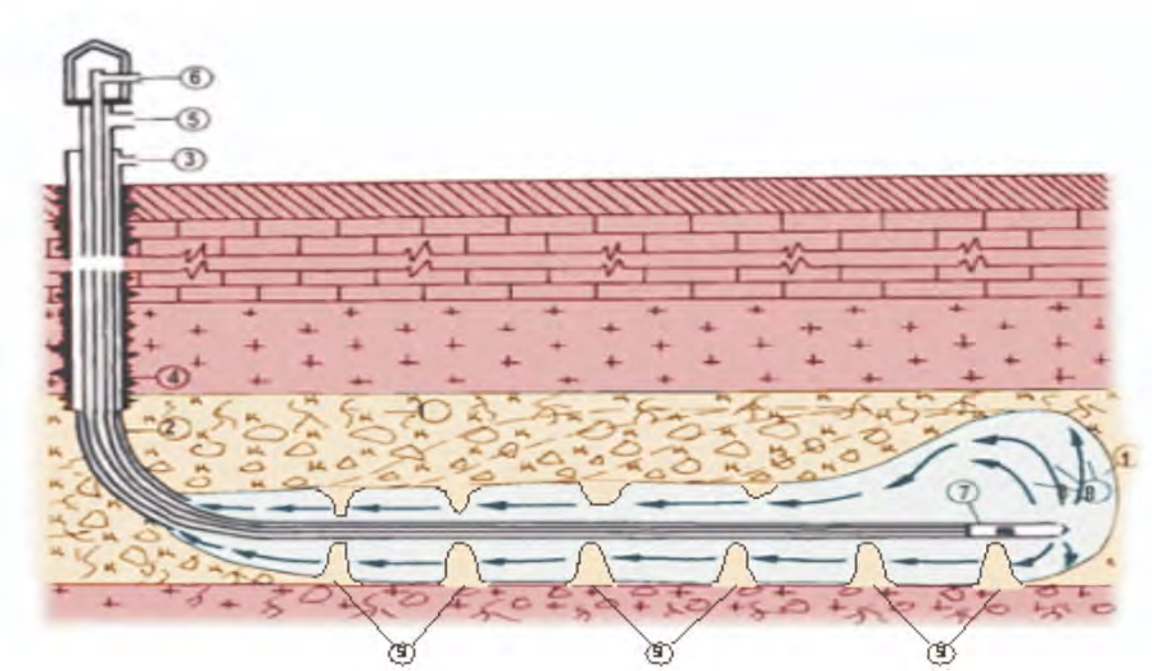


Рис. 2.
Принципиальная схема рассолодобычи легкорастворимых солей: 1 – зона крупнокускового дробления и трещиноватости, 2 – направляющая колонна для гидродобычного агрегата, 3 – рассоловыводящий канал обсадной колонны, 4 – гидроизоляция обсадной колонны, 5 – канал для подачи воздуха или другого не растворителя, 6 – раствороподающий канал, 7 – раствороподающий агрегат, 8 – растворяющие струи, 9 – опорные целики

осуществляется, при больших мощностях соляной залежи, с помощью акустического локатора, расположенного в растворяющем устройстве, а корректировка сечения горной выработки производится величиной подачи рабочей жидкости в независимые друг от друга линии нагнетания. Принцип работы растворяющего устройства данного агрегата состоит в применении вспомогательного гидромонитора с 4 насадками, две из которых расположены в одной плоскости, но в разных направлениях, а две другие – в направлении вверх, под углом 45^0 к ним. После спуска в горизонтальную часть скважины они, под воздействием специального механизма ориентации, устанавливаются в запланированной позиции. Таким образом, при подаче рабочей жидкости во вспомогательную магистраль две насадки, расположенные в горизонтальной плоскости, работают по размыву бортов разрабатываемой горизонтальной камеры, начиная от ее подошвы, а насадки, расположенные под 45° – размывают борта от середины к кровле, формируя таким образом параметры подошвы и бортов горизонтальной камеры. По основной линии нагнетания подается рабочая жидкость, которая за счет разности плотностей с раствором, находящимся в горизонтальной камере, поднимается вверх, размывая потолочину скважины, формируя, таким образом, параметры кровли горизонтальной камеры. С помощью акустического локатора осуществляется контроль за параметрами и конфигурацией поперечного сечения разрабатываемой камеры, и по достижению их проектной величины скважинный добычной агрегат перемещается на расчетную длину от забоя, и процесс добычи продолжается, образуя таким образом, поэтапно общую камеру до устья горизонтальной части скважины.

В связи с тем, что растворение осуществляется растворами, подаваемыми под давлением, т.е в условиях турбулентного режима, скорость растворения минеральных солей несколько повышается за счет механического отрыва частиц, а концентрация раствора прямо пропорциональна длине движения растворителя вдоль добычного агрегата и расположенной выше него растворяемой поверхности (***рис. 3***). Сам же процесс растворения осуществляется в режиме прямотока.

Выбор способа добычи горизонтальными камерами растворимых пород минеральных солей зависит, в основном, от технико-экономических расчетов, учитывающих применение наиболее эффективного способа переработки – пульпы или рассолов. Проведенные для Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей предварительные укрупненные расчеты рассматриваемого скважинного способа их добычи

в сравнении со стоимостными показателями шахтного способа (принятого за 100%) установили, что например для сильвинитов стоимость бурения и обустройства 1 м длины вертикально-горизонтальной скважины составляет 61% стоимости 1 м длины добычной шахтной выработки; начальные капвложения в строительство комплекса добычных вертикально-горизонтальных скважин, обеспечивающих 1,5–1,7 млн т KCl в год, составляют 25% от необходимых капвложений на строительство солерудника аналогичной годовой мощности; себестоимость добычи 1 т руды из вертикально-горизонтального скважинного комплекса составляет 76% от себестоимости этого же количества руды при шахтной добыче.

Разработка через вертикально расположенные скважины полезных ископаемых, представленный неустойчивыми, рыхлыми, слабосвязанными, часто обводненными горными породами, не имеющих устойчивой кровли, зачастую невозможна, ибо стенки и кровля таких добычных камер, в процессе извлечения полезного ископаемого, будут обрушаться, создавая с одной стороны опасность для обслуживающего персонала, а с другой – постоянно ограничивая само поступление к нему полезного ископаемого из продуктивного пласта в результате разубоживания его до такой степени, что поднятая на поверхность порода теряет всякую ценность.

Для таких случаев применяется технология добычи рыхлых, слабосвязанных и часто обводненных горных пород, в двух вариантах.

По первому варианту разрабатываются полезные ископаемые, представленные легко размываемыми породами, имеющих мощность продуктивного пласта в несколько метров, для кровли которых требуется только ее поддержка за счет создания противодавления промывочной жидкостью, или разработка полезного ископаемого происходит в условиях устойчивых вмещающих горных пород. В качестве бурового оборудования при небольших глубинах залегания полезного ископаемого могут использоваться установки для горизонтального бурения типа ГНБ. Вертикальная или наклонная часть скважины проходится вышеописанным способом по перекрывающим породам, а горизонтальная часть – по полезному ископаемому. Гидродобычной агрегат (***рис. 4***) представляет собой подвижную колонну труб с бурильными трубами внутри нее, на конце которых находится бурорасширяющее устройство и породоразрушающий инструмент [14], и все они соединяются с вертлюгом – сальником для двойной колонны труб, специально разработанного для этих целей [15]. Он позволяет осуществлять подачу промывочной жидкости, по двум независимым линиям осуществлять вращение бурильной колонны внутри невращающейся, но перемещающейся колонне труб и вынос пульпы. Бурильные трубы являются первой линией нагнетания рабочей жидкости, а межтрубное пространство между ними и подвижной колонной труб – линией выноса продуктивной породы.

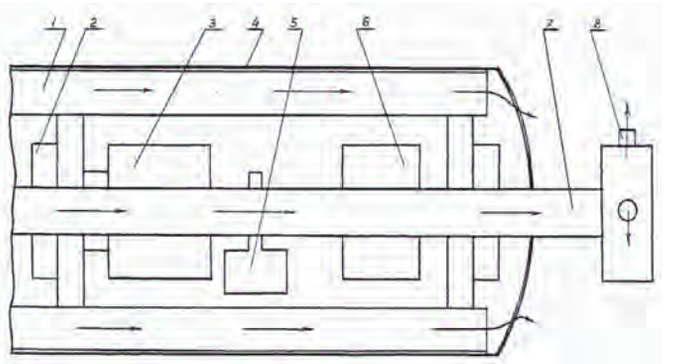
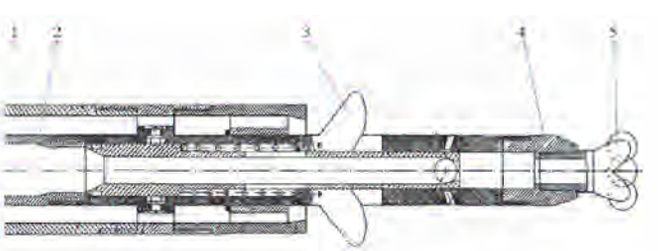


Рис. 3.
Схема агрегата для добычи растворимых полезных ископаемых: 1 – основная линия нагнетания, 2 – герметизирующее устройство, 3 – электродвигатель, 4 – корпус агрегата; 5 – ориентатор; 6 – локатор; 7 – центральная линия нагнетания; 8 – насадки

Пространство между обсадной колонной и подвижной колонной труб на устье скважины загерметизировано сальником. В это пространство по второй линии нагнетания подается промывочная жидкость с расчетными параметрами, повышающими устойчивость стенок скважины, которая за счет создаваемого давления на горные породы осуществляет их равновесие и, как следствие – относительно беспрепятственное продвижение подвижной колонны труб по выбуренному пространству.

Промывочная жидкость второй линии нагнетания может обрабатываться специальными реагентами, способствующими креплению открытого ствола добычной скважины, в котором продвигается гидродобычной агрегат. Кроме

Рис. 4.
Буровой снаряд для бурения с одновременной обсадкой: 1 – подвижная часть добычного агрегата, 2 – бурильная колонна с бурорасширяющим устройством, 3 – раздвижные резцы, 4 – переводник, 5 – долото



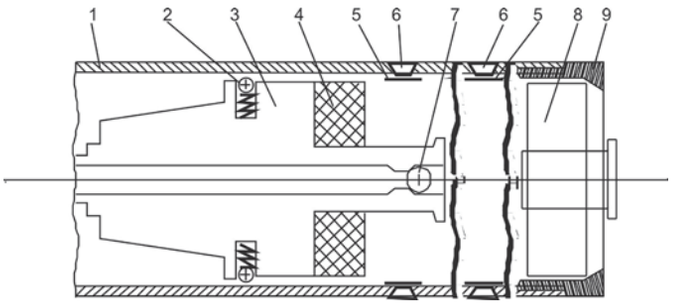


Рис. 5.
Схема установки забойного пакера и среза герметизаторов: 1 – эксплуатационная колонна, 2 – центраторы, 3 – срезающее устройство, 4 – забойный пакер, 5 – герметизаторы, 6 – заглушки, 7 – шариковый клапан, 8 – место установки забойного пакера, 9 – башмак

этого, напор промывочной жидкости в затрубном пространстве предотвращает поступление туда разрушенной породы, предотвращает тем самым ее заклинивание. При углублении добычного агрегата в скважину вмещающая порода разрушается долотом и расширяющим устройством, а рабочая жидкость выносит полезное ископаемое с продуктами разрушения в виде пульпы через внутреннюю поверхность гидродобычного агрегата на земную поверхность. На поверхности рабочая жидкость отделяется от полезного ископаемого, поступает в зумпф, где отстаивается от шлама и вновь нагнетается в скважину.

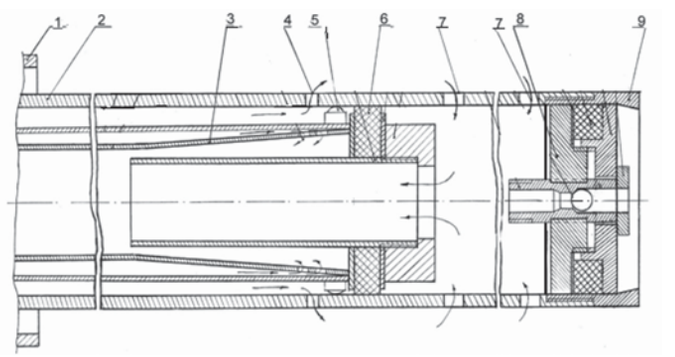
По второму варианту разрабатываемый продуктивный пласт имеет большую мощность или перекрыт неустойчивыми (в том числе и водонасыщенными) породами. Тогда горизонтальная часть скважины бурится непосредственно под пластом полезного ископаемого. Бурение горизонтальной части скважины осуществляется одновременно с заглублением в скважину перемещающейся (в дальнейшем эксплуатационной) колонны [14] с помощью специального вертлюг-сальника [15]. До начала работ заглубления часть подвижной колонны перфорируют в местах, предназначенных для планируемой добычи, с установкой в отверстиях нагнетательной магистрали гидромониторных насадок, а приемные отверстия перфорируются под проектный диаметр добываемой твердой фракции полезного ископаемого [16]. Перед установкой ее в горизонтальную часть скважины все они герметизируются заглушками и герметизаторами, а после установки – разгерметизируются специальным устройством (***рис. 5***). Этим же устройством на бурильных трубах со специальными замками [17] в эксплуатационную колонну спускается забойный пакер, который перекрывает торцевую часть эксплуатационной колонны, препятствуя попаданию в нее посторонней породы.

После установки забойного пакера и удаления герметизаторов данное устройство поднимается на поверхность, а вместо него спускается гидродобычной агрегат (***рис. 6***).

На гидродобычном агрегате спускается разделительный пакер, который фиксируется в эксплуатационной колонне таким образом, чтобы разделить участок эксплуатационной колонны на нагнетательную и приемную части. Процесс добычи начинается с подачи в первую линию нагнетания гидродобычного агрегата рабочей жидкости, которая выбивает заглушки и, вылетая с большой скоростью из насадок гидромонитора, «будирует» полезное ископаемое с переносом его к приемной части эксплуатационной колонны в виде пульпы (***рис. 6***). По второй линии нагнетания рабочая жидкость подается в гидроэлеватор добычного агрегата, создавая в нем область с пониженным давлением. За счет образовавшегося разряжения в гидроэлеваторе пульпа с высокой скоростью проходит по горизонтальной части эксплуатационной колонны и поднимается по наклонной, а затем и по вертикальной части гидродобычного агрегата на поверхность. В случае, если напора, образующегося в гидроэлеваторе, недостаточно для подъема пульпы, то к процессу (в вертикально-наклонной части) подключается эрлифт, нагнетательные трубы сжатого воздуха которого размещаются в вертикальной части гидродобычного агрегата. После отработки одного участка разделительный пакер раскрепляется и извлекается вместе с гидродобычным агрегатом на поверхность.

В эксплуатационную колонну вновь спускается срезающее устройство, с помощью которого подготавливают очередной участок разработки, т.е. срезают в расчетном месте герметиз-

Рис. 6.
Схема разделения эксплуатационной колонны на нагнетательную и приемную части: 1 – обсадная колонна, 2 – эксплуатационная колонна, 3 – гидроэлеватор, 4 – напорные струи гидромонитора, 5 – центраторы, 6 – разделительный пакер, 7 – приемные окна, 8 – забойный пакер, 9 – башмак



заторы гидромонитора и приемных отверстий. Далее в эксплуатационную колонну устанавливают гидродобычной агрегат с разделительным пакером, снова разделяют расчетный участок добычи на нагнетательную и приемную части, и процесс гидродобычи повторяется.

Таким образом, разработанные модификации скважинной добычи с применением горизонтально расположенных камер позволяют получить из различных видов твердых полезных ископаемых либо дробленые частицы пород в виде пульпы, либо продуктивные рассолы из растворимых пород, а также разрабатывать рыхлые, неустойчивые и обводненные горные породы. При этом все процессы разработки осуществляются только через одну вертикально- или наклонно-горизонтальную скважину, что значительно повышает рентабельность предлагаемых способов добычи. При скважинной добыче горизонтальные камеры заполнены рабочей жидкостью, находящейся под давлением, выше литостатического, а после окончания разработки каждая камера герметически закупоривается, и находящаяся в ней жидкость приобретает равновесное давление с окружающими ее породами. Это исключает просадку земной поверхности над выработанным пространством. Кроме того, скважинная гидродобыча обеспечивает значительно большую техническую и социальную комфортность эксплуатации месторождений благодаря полному отказу от непосредственного участия человека для работы в подземных условиях, а также сводит к минимуму отрицательное воздействие на окружающую среду, в том числе таких негативных воздействий, как затопление горных выработок подземного рудника и их обрушение, которые создают аварийные ситуации, а устранение их приводит, в лучшем случае, к многомиллионным затратам, а в худшем – к потере рудника. Приведенные принципиальные схемы и технические решения скважинной добычи из горизонтально расположенных камер позволяют разрабатывать любые виды полезных ископаемых. При такой добыче каждая добычная камера представляет собой самостоятельный производственный объект. При возникновении на одной из них какого-либо осложнения (в том числе и аварийного) это не будет иметь последствий для всего разрабатываемого участка, как в горнотехническом, так и в экономическом плане. Предложенные способы отработки месторождений полезных ископаемых позволяют решить проблему их эксплуатации с совместным освоением месторождений других полезных ископаемых (например, нефти, газа, подземных вод), находящихся на этих же площадях, а при соответствующих горно-геологических условиях – позволит создать в отработанных камерах подземные хранилища нефти, сжиженного газа или вредных производственных отходов. В общем же плане скважинные способы добычи существенно улучшают технические производственные условия работ и создают условия, которые соответствуют уровню научно-технического прогресса нашего времени.

Приведенные в статье разработки в большей части имеют патентную защищенность. Однако все они безусловно могут в дальнейшем подвергаться детализации и усовершенствованию. Это создает возможность для совместной их доработки при практической реализации того или иного приведенного способа добычи полезных ископаемых, с конкретными инвесторами или субъектными (федеральными) недропользователями.

Литература

1. Аренс В.Ж. Физико-химическая геотехнология. М.: МГГУ. 2001. 656 с.
2. Каратыгин Е.П., Кубланов А.В. и др. Подземное растворение соляных залежей. СПб.: Гидрометеоиздат. 1994. 221 с.
3. Бабичев Н.И. Технология скважинной гидродобычи полезных ископаемых. М.: МГРИ. 1981. 128 с.
4. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра. 1990. 348 с.
5. Вишняков А.К., Баталин Ю.В., Журавлев Ю.П. Добыча ТПИ через скважины горизонтально расположенными камерами //Недропользование XXI век. 2010. № 4. С. 28–34.
6. Вишняков А.К., Баталин Ю.В., Шакирзянова Д.Р., Козленеева Л.П. Перспективы освоения хлоридных калийно-магниевых и смешанных солей РФ // Рациональное освоение недр. 2012. № 5. С. 26–31.
7. Вишняков А.К., Баталин Ю.В., Хамин В.А. Скважинный способ добычи на примере минеральных солей //Рациональное освоение недр. 2014. № 5–6. С. 98–105.
8. Вишняков А.К., Хасанов Р.Р., Хамин В.А. Горизонтальные скважины – основа инновационной добычи твердых полезных ископаемых. Материалы 2 научно-практической конференции «Горизонтальные скважины – 2017. Проблемы и перспективы». Казань. 2017.
9. Вишняков А.К., Крюков Г.М., Бегашев Д.В., Журавлев Ю.П., Александров В.Н., Белин В.А. Способ скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых //Патент РФ № 2386813. 2010. Бюл. № 11.
10. Вишняков А.К., Хамин В.А. Скважинный гидродобычной агрегат комбинированного типа //Патент РФ № 148791. 2014. Бюл. № 35.
11. Журавлев Ю.П., Вишняков А.К., Алексеев А.В. Скважинный гидродобычной агрегат комбинированного типа //Патент РФ № 78525. 2008. Бюл. № 33.

12. Вишняков А.К., Баталин Ю.В., Журавлев Ю.П., Чайкин В.Г. Способ скважинной добычи минеральных солей //Патент РФ № 2186208. 2002. Бюл. № 21.
13. Вишняков А.К., Хамин В.А. Скважинный агрегат для добычи растворимых полезных ископаемых //Патент РФ № 157648. 2015. Бюл. № 34.
14. Хамин В.А., Вишняков А.К. Буровой снаряд для бурения с одновременной обсадкой //Патент РФ № 166522. 2016. Бюл. № 33.
15. Хамин В.А., Вишняков А.К. Буровой вертлюг-сальник для бурения с одновременной обсадкой //Патент РФ № 172469. 2017. Бюл. № 20.
16. Вишняков А.К., Хамин В.А. Заявка на изобретение РФ № 2017123110/03 (039999) от 29.062017. Устройство для разгерметизации отверстий эксплуатационной колонны и способ скважинной добычи горизонтальными камерами рыхлых и обводненных полезных ископаемых.
17. Хамин В.А., Вишняков А.К. Замок для соединения бурильных труб //Патент РФ № 175172. 2017. Бюл. № 33.

UDC 622.016.25:553.63

A.K. Vishnyakov, PhD, Chief Geotechnologist, Department of Technological Testing, Federal State Unitary Enterprise "TsNIIgeoleurud"[1], c
R.R. Khasanov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Department of Regional Geology and Minerals, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University[2], Rinat.Khassanov@kpfu.ru
V.A. Khamin, Lead Design Engineer, Federal State Unitary Enterprise "TsNIIgeoleurud"[1], lead design engineer

[1]4 Zinin str, Kazan, Republic of Tatarstan, 420097, Russia.
[1]4/5 Kremlevskaya str., Kazan, Republic of Tatarstan, 420008, Russia.

Downhole Mining of Horizontal Chambers

Abstract: Modifications of the downhole production method through horizontally located chambers of solid (including soluble), loosely bound, loose and watered rocks are proposed.

Keywords: rocks; borehole; mining chamber; hydrotreatment; pulp; dissolution; brines.

References

1. Arens V.Zh. *Fiziko-khimicheskaia geotekhnologiia* [Physico-chemical geotechnology]. Moscow, MGGU Publ., 2001, 656 p.
2. Karatygin E.P., Kublanov A.V. i dr. *Podzemnoe rastvorenie solianykh zalezhei* [Underground dissolution of salt deposits]. St. Petersburg, Gidrometeoizdat Publ., 1994, 221 p.
3. Babichev N.I. *Tekhnologiia skvazhinnoi gidrodobychi poleznykh iskopaemykh* [Borehole Hydroproduction Technology]. Moscow, MGRI Publ., 1981, 128 p.
4. Kalinin A.G., Grigorian N.A., Sultanov B.Z. *Burenie naklonnykh skvazhin* [Inclined hole drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1990, 348 p.
5. Vishniakov A.K., Batalin Iu.V., Zhuravlev Iu.P. *Dobycha TPI cherez skvazhiny gorizontal'no raspolozhennymi kamerami* [Extraction of TPI through wells horizontally located chambers]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2010, no. 4, pp. 28–34.
6. Vishniakov A.K., Batalin Iu.V., Shakirzianova D.R., Kozleneeva L.P. *Perspektivy osvoeniia khloridnykh kaliino-magnievykh i smeshannykh solei RF* [Prospects for the development of potassium chloride-magnesium and mixed salts of the Russian Federation]. *Ratsional'noe osvoenie nedr* [Rational development of the subsoil], 2012, no. 5, pp. 26–31.
7. Vishniakov A.K., Batalin Iu.V., Khamin V.A. *Skvazhinnyi sposob dobychi na primere mineral'nykh solei* [Well production method on the example of mineral salts]. *Ratsional'noe osvoenie nedr* [Rational development of the subsoil], 2014, no. 5–6, pp. 98–105.
8. Vishniakov A.K., Khasanov R.R., Khamin V.A. *Gorizontal'nye skvazhiny – osnova innovatsionnoi dobychi tverdykh poleznykh iskopaemykh* [Horizontal wells- the basis of innovative mining of solid minerals]. Proc. of the 2 scientific-practical conf. *«Gorizontal'nye skvazhiny – 2017. Problemy i perspektivy»* [Horizontal wells- 2017. Problems and Prospects]. Kazan'. 2017.
9. Vishniakov A.K., Kriukov G.M., Begashev D.V., *Zhuravlev Iu.P., Aleksandrov V.N., Belin V.A. Sposob skvazhinnoi gidrodobychi tverdykh poleznykh iskopaemykh* [Method of downhole hydraulic mining of solid minerals].The patent of the Russian Federation № 2386813. 2010. Bulletin № 11.
10. Vishniakov A.K., Khamin V.A. *Skvazhinnyi gidrodobychnoi agregat kombinirovannogo tipa* [Well hydropower aggregate combined type]. The patent of the Russian Federation № 148791. 2014. Bulletin № 35.
11. Zhuravlev Iu.P., Vishniakov A.K., Alekseev A.V. *Skvazhinnyi gidrodobychnoi agregat kombinirovannogo tipa* [Well hydropower aggregate combined type]. The patent of the Russian Federation № 78525. 2008. Bulletin № 33.
12. Vishniakov A.K., Batalin Iu.V., Zhuravlev Iu.P., Chaikin V.G. *Sposob skvazhinnoi dobychi mineral'nykh solei* [Method for well extraction of mineral salts]. The patent of the Russian Federation № 2186208. 2002. Bulletin № 21.
13. Vishniakov A.K., Khamin V.A. *Skvazhinnyi agregat dlia dobychi rastvorimykh poleznykh iskopaemykh* [Downhole aggregate for the extraction of soluble minerals]. The patent of the Russian Federation № 157648. 2015. Bulletin № 34.
14. Khamin V.A., Vishniakov A.K. *Burovoi snariad dlia bureniia s odnovremennoi obsadkoi* [Simultaneous casing drilling rig]. The patent of the Russian Federation № 166522. 2016. Bulletin № 33.
15. Khamin V.A., Vishniakov A.K. *Burovoi vertliug-sal'nik dlia bureniia s odnovremennoi obsadkoi* [Simultaneous casing swivel gland]. The patent of the Russian Federation № 172469. 2017. Bulletin № 20.
16. Vishniakov A.K., Khamin V.A. *Zaiavka na izobretenie RF № 2017123110/03 (039999) ot 29.062017* [Application for the invention of the Russian Federation № 2017123110/03 (039999) from 29.062017]. *Ustroistvo dlia razgermetizatsii otverstii ekspluatatsionnoi kolonny i sposob skvazhinnoi dobychi gorizontal'nymi kamerami rykhlykh i obvodnennykh poleznykh iskopaemykh* [A device for depressurization of the holes of the production string and the method of borehole extraction by horizontal chambers of loose and watered minerals].
17. Khamin V.A., Vishniakov A.K. *Zamok dlia soedineniia buril'nykh trub* [Drill Pipe Lock]. The patent of the Russian Federation № 175172. 2017. Bulletin № 33.

УДК 004;553

Д.В. Козлова
VYGON Consulting[1]
руководитель направления «Технологии, разведка и добыча нефти»
kozlova@vygon.consulting

Цифровые полигоны ТрИЗ: информация – ключ к новым технологиям

[1]Россия, 123610, Москва, Краснопресненская наб. 12, подъезд 6, офис 1446–1447.

Приведен анализ потенциального влияния цифровизации на нефтедобывающую отрасль мира и России. Рассмотрена полезность внедрения пилотных цифровых платформ на полигонах отработки технологий освоения трудноизвлекаемых запасов России

Ключевые слова: цифровизация; добыча нефти; ТрИЗ; регулирование; технологии; мировой опыт

18 сентября на рассмотрение Правительства РФ был внесен ведомственный проект «Цифровая энергетика» Минэнерго России, в который были включены вопросы создания концепции цифровизации нефтегазовой отрасли. Но что в ней должно быть? В отрасли и среди экспертов до сих пор нет четкого понимания, что такое цифровизация и для чего она нужна. К тому же, ажиотаж по поводу этого вопроса в публичном пространстве привел к путанице в понятиях и терминах направления, из-за чего цифровая трансформация стала восприниматься со скептицизмом.

Если обратиться к истории вопроса, то впервые термин «цифровая экономика» был озвучен в 2011 г. в качестве одного из направлений хай-тек-стратегии Германии до 2020 г. В ней указывалась потребность в переходе на автоматизированные сервисы и производства и интеграции их в Интернет через внедрение *IoT* (промышленный интернет вещей) [1]. Сейчас это и является цифровизацией, т.е. внедрением в бизнес-процессы так называемых сквозных

технологий (*big data*, искусственный интеллект, цифровые двойники, интернет вещей, блокчейн и др.). Этот процесс активно происходит во всех сферах экономики, не исключая нефтяную отрасль. Например, методы больших данных и машинного обучения применяются при интерпретации данных геологоразведки.

Цифровизация – это только начальный этап новой технологической революции. Более важным процессом является цифровая трансформация отраслей промышленности. Это изменение бизнес-моделей компаний и подходов к управлению на основе использования цифровых платформ, которые приводят к значительному росту выгоды для всех участников процесса.

Цифровые платформы – ключевой инструмент трансформации. Они представляют собой набор сквозных технологий, которые используются в качестве основы, обеспечивающей создание конкретной и специализированной системы взаимодействия [2]. Так, например, наиболее известными примерами цифровым платформ в мире являются *Google*, *PayPal*, *AirBnB*, *Facebook*, *Uber*, *Whatsapp* и т.д. В нефтяной отрасли – это, например, интеллектуальные месторождения.

В 2006 г. *Shell* впервые представила концепт технологии умного месторождения на шельфе Брунея. Сейчас их насчитывается более 300 в мире. Такие решения комбинируют в себе интернет вещей, большие данные, машинное обучение, создание цифровых двойников, применение роботизированной техники и дронов. На рынке появилось уже значительное количество различных вариаций данной технологии. Свои решений презентовали *BP*, *Schlumberger*, *Baker Huges*, *IBM* и др. Они позволяют повысить коэффициент извлечения на 5–10% и снизить затраты до 20%.

В России тоже насчитывается порядка 35 нефтяных и 5 газовых проектов, которые можно отнести к цифровым. С 2008 г. их суммарная добыча выросла на 10% и составила 140 млн т, или 27% от общей добычи нефти в стране (***рис. 1***). К ним относятся крупнейшие разрабатываемые месторождения традиционных регионов добычи (Приобское, Самотлорское, Тевлинско-Русскинское, Ромашкинское), что обусловлено необходимостью поддержания добычи за счет внедрения современных решений, т.к. они входят в позднюю стадию разработки, гринфилды (Ванкорское, Новопортовское) и шельфовые проекты (месторождения Кравцовское, Корчагина, Филановского, сахалинские СРП) из-за сложности реализации данных проектов.

Отдельные цифровые решения применяются и на других добывающих проектах. Апробация технологий интеллектуальных месторождений осуществляется на так называемых «хвостовых» активах, где они помогут увеличить эффективность опытно-промышленных испытаний производственных инноваций. Например, ЛУКОЙЛ (РИТЭК) и «Роснефть» выбрали выработанные месторождения южной части России для внедрения таких решений (Анастасиевско-Троицкое, Новодмитриевское, Антиповско-Балыклейское месторождения). До конца 2017 г. РИТЭК планировал построить интегрированные модели Памятно-Сасовского, Ново-Дмитровского (Волгоградская область), Аксеновского (Самарская область) месторождений. «Газпром нефть» собирается применять цифровые решения на Пальяновском полигоне разработки технологий добычи баженовской свиты. В 2018 г. ЛУКОЙЛ планирует создать интегрированную модель своего наиболее известного проекта отработки технологий на бажене – Средне-Назымского месторождения.

Однако – это единичные решения. Для цифровой трансформации необходимо создавать целый перечень различных сервисов, начиная от программ управления режимом работы насосного оборудования до управления крупными проектами. Удачные технологии необходимо тиражировать на другие объекты компании через создание и внедрение цифровых платформ.

Российские компании проявляют значительный интерес к цифровым технологиям, выделяя отдельные блоки для развития этого направления. Это связано со значительным потенциальным эффектом от внедрения такого рода решений. Но для его оценки необходимо понять внутренние свойства так называемых «умных» технологий. Для простоты можно разделить технологии на физические, т.е. те, с помощью которых непосредственно ведется разведка, добыча, подготовка и транспортировка нефти (например, сейсморазведка, бурение, заканчивание, подготовка и т.д.), и цифровые, основная часть которых – это ИТ-решения. Без них процесс разведки и добычи ресурсов не остановится. Но они будут оказывать влияние на всю технологическую цепочку в отрасли:

– снизятся затраты и сократится срок НИОКР и ОПИ;

– увеличится скорость предела достижения коммерческой эффективности инновации уже на стадиях промышленного внедрения и коммерциализации;

– ускорится цикл появления «прорывных» технологий.

Во-первых, это будет происходить за счет повышения коэффициента полезного использования получаемой информации и точности вычислений. Во-вторых, это связано с сокращением транзакционных издержек и повышением

качества управления бизнес-процессами. Например, по данным «Газпром нефти» их «Центр управления проектами» позволит снизить срок ввода крупного проекта с 5 до 3 лет [3]. То есть цифровая трансформация – это новый уровень общего технологического и управленческого развития нефтедобывающей отрасли, а не датчики для скважин, как это часто позиционируют.

Итоговая реализация сценария цифровой трансформации может отличаться от видимых сейчас эффектов на реальных кейсах внедрений умных решений, т.к. большая их часть находится на стадии концепции или пилотных проектов. Однако не учитывать их потенциальное влияние на рынок нельзя.

Прежде всего, они могут существенно повлиять на структуру нефтяного рынка и его динамику. Результатом развития технологий будет существенный прирост извлекаемых запасов нефти и снижение стоимости их разработки. По оценкам BP ТИЗ нефти могут вырасти на 30% до 7,3 трлн б.н.э. к 2050 г., а общие затраты на разработку – уменьшиться на 30% [4]. Ключевой эффект с точки зрения объемов придется именно на трудноизвлекаемые запасы, значительным ресурсным потенциалом которых в традиционных регионах добычи обладает и Россия (***рис. 2***).

Цифровизация, позволяющая ускорить создание и внедрение новых технологий при снижении затрат необходима России из-за значительных изменений в сегменте добычи за последние 10 лет. Крупнейшие действующие месторождения традиционных регионов истощаются, поэтому компаниям необходимо активно осваивать малоизученные территории, лицензионные участки с небольшими запасами и ТрИЗы, которым для повышения экономической эффективности даются значительные налоговые послабления. К 2017 г. доля льготируемых по НДПИ категорий в общем объеме добычи нефти достигла уже 43%.

Ресурсная база России ухудшается, и «простых» запасов становится все меньше. Переход на новую классификацию позволил оценивать уровень не только извлекаемых объемов, но и их экономическую эффективность. В результате, за период апробации были сделаны следующие выводы:

– на 1 января 2017 г. вовлечено в разработку около половины текущей ресурсной базы нефти

Рис. 1.
Изменение добычи нефти цифровыми месторождениями России, млн т (Минприроды России, VYGON Consulting)

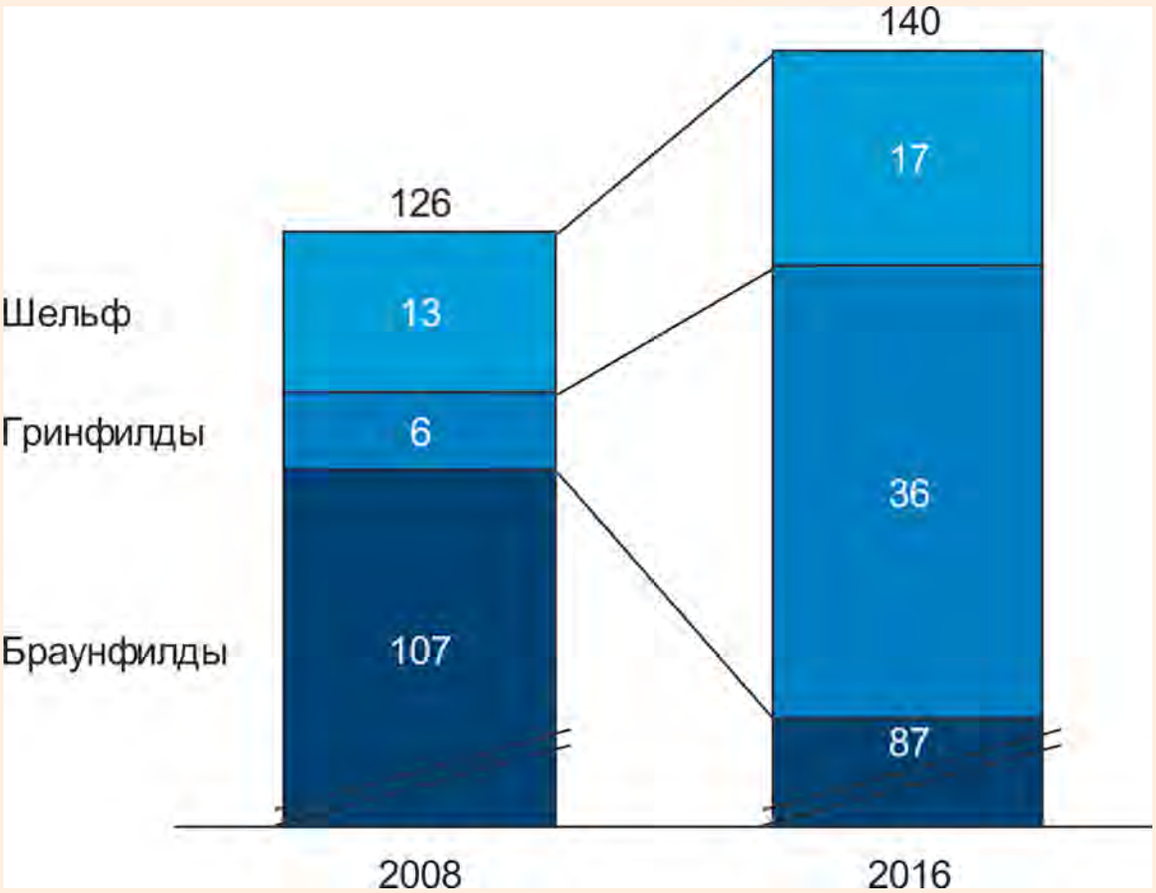


Рис. 2.
Эффект от развития технологий на трудноизвлекаемых запасах (Минприроды России, VYGON Consulting)

в России; среди этих запасов к экономически эффективным относятся 83%;

– невовлеченные в разработку залежи России потенциально содержат 15,1 млрд т извлекаемых запасов нефти на 1 января 2017 г., однако из-за низкой степени изученности и геологических особенностей к рентабельным категориям на текущий момент относится менее половины от этого объема.

Таким образом, на 1 января 2017 г. разработка 11,7 млрд т запасов нефти России экономически неэффективна, несмотря на предоставления значительных налоговых льгот и девальвацию курса рубля за последние 3 года. Около половины этого объема приходится на трудноизвлекаемые категории, прежде всего, тюменскую свиту и низкопроницаемые коллектора (***рис. 3***). Помимо них проблемными являются подгазовые залежи, удаленные небольшие месторождений, залежи с малыми запасами (< 500 тыс. т) и т.д.

Есть объекты, которые не относятся к категории извлекаемых и, соответственно, не стоят на государственном балансе запасов из-за отсутствия промышленных технологий разработки, например, баженовская свита. На текущий момент технически извлекаемые запасы данной формаций на Госбалансе России составляют около 650 млн т, по сравнению с ресурсным потенциалом 10–15 млрд т. Даже у «поставленных» запасов темпы отбора от НИЗ незначительны – 0,5% по сравнению со средним показателем в 3–3,5% для традиционных запасов. Их вовлечение позволило сократить темпы падения добычи в ХМАО, которая за последние 10 лет лет снизилась на 41 млн т.

Большая часть таких запасов уже пользуется значительными преференциями по НДПИ. Потенциал их освоения скорее зависит от развития более эффективных технологий разработки. Поэтому, если экстраполировать имеющуюся практику и оценки по эффекту внедрения цифровых технологий, то результат для России будет существенным.

Для уже разбуренных объектов и залежей произойдет снижение простоев оборудования и издержек. В мировой практике такие нововведения увеличивают дебит скважин до 2% и уменьшают потери при добыче с 5 до 2,5% [5]. Цифровые технологии, повышающие рентабельность, также позволят ввести в разработку часть неразрабатываемых запасов действующих месторождений и повысить их КИН.

Эффект для ТРиЗ зависит от наличия промышленных технологий разработки. Решения для низкопроницаемых коллекторов, тюменской свиты и высоковязкой нефти уже опробованы в США, и сейчас необходимо адаптировать их под российские особенности. Ускорить этот процесс и повысить экономическую эффективность помогут цифровые решения. В результате проектный КИН таких активов увеличится с текущего уровня 25–30% до среднего по России 36%, а темпы отбора от НИЗ вырастут до среднероссийских 3–3,5% с текущих 1–1,5%.

Для сланцевых формаций (баженовская свита, доманиковые отложения, хадумская свита)

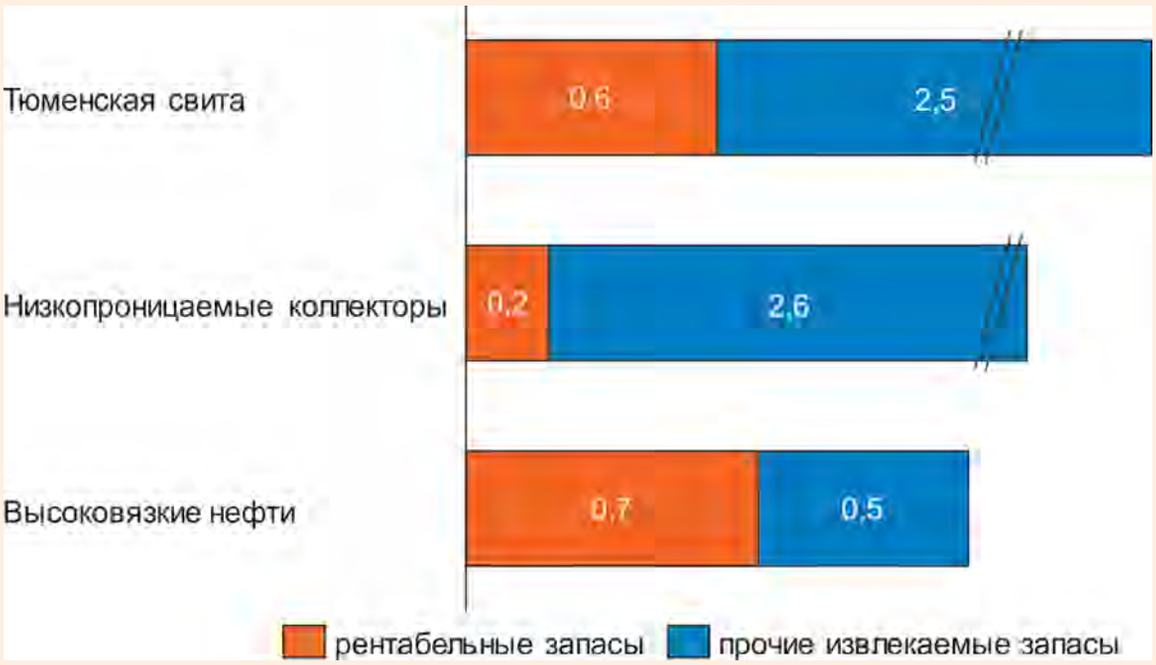


Рис. 3.
Доля экономически нерентабельных запасов трудноизвлекаемых категорий (2016–2017), млрд т (ФБУ ГКЗ, VYGON Consulting)

может ускориться и удешевиться процесс создания промышленных технологий разработки, которые сейчас тестируются на создаваемых технологических полигонах. Повысится доля экономически рентабельных категорий в доразведке и поиске месторождений.

В результате при цифровой трансформации отрасли потенциальный дополнительный прирост извлекаемых запасов нефти категорий $АВ_1$ в России составит 6,8 млрд т (***рис. 4***). А затраты на добычу и бурение снизятся на 5–15% в среднем по стране.

По нашим оценкам 23% потенциального прироста извлекаемых запасов придется на сланцевые формации – баженовскую свиту, доманиковые отложения и т.д. Для этого есть су-

Рис. 4.
Структура дополнительного прироста извлекаемых запасов нефти по категориям при цифровой трансформации нефтедобывающей отрасли (VYGON Consulting)

щественная причина – планируемые изменения в законодательстве РФ для создания полигонов отработки технологий геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, отнесенного к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также отложениям, содержащим сверхвязкую нефть вязкостью более 10000 мПа·с. Такие полигоны создаются для тестирования технологий, а не промышленной разработки актива. Без внесения изменений в нормативно-правовое поле, особенно в части недропользования, их существование было практически невозможно.

В рамках концепции на полигоне должен быть целый ряд участников: компания-держатель лицензии, другие недропользователи, нефтесервисные и инжиниринговые подрядчики, инвесторы и т.д. Цифровизация тут необходима для сбора накопленной геологической информации, обмена опытом и технологиями, а в перспективе – создания электронной площадки торговли технологиями, т.е. фактически, создания единой цифровой платформы полигона.

В мировой практике обмен опытом – одно из ключевых требований для участия в такого рода полигонах. Наиболее известным являются *Rocky Mountain* в США, на котором компаниям предоставлялась возможность отрабатывать технологии по целому ряду направлений в ТЭК, а также специально организованные площадки для совершенствования технологий добычи сланцевого газа (*Marcellus Shale energy and environment laboratory – MSEEL*, *Utica Shale energy and environment laboratory – USEEL*). Аналогичную практику необходимо ввести и в России.

Отвечая на поставленный в начале статьи вопрос, какие меры и мероприятия должны быть в паспорте ведомственного, а может быть, и федерального проекта по цифровой трансформации нефтегазовой отрасли, можно с уверенностью сказать – пилотные проекты по созданию цифровых платформ на полигонах отработки технологий. Во-первых, такие решения ввести сразу на всю отрасль невозможно, а пилоты позволят протестировать и решить все проблемы цифровых платформ на локальном активе. Во-вторых, объединение всех участников технологического процесса на одной площадке позволит найти ключ к освоению ресурсного потенциала сланцевой нефти в России.

Литература

1. The new High-Tech Strategy Innovations for Germany. 2011. 58 с.
2. Месропян В.Р. Цифровые платформы – новая рыночная власть. Доступно на: https://www.econ.msu.ru/sys/raw.php?o=46781&p=attachment (обращение 16.10.2018).
3. Смена парадигмы: Поиском новых месторождений и их разработкой займется искусственный интеллект // Сибирская нефть. 2017. № 146. С. 17.
4. BP Technology Outlook. 2018. 72 с.
5. Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry // World Economic Forum Davos. Accenture. 2017. 36 с.

UDC 004;553

D.V. Kozlova, Head of Upstream and Technologies Division VYGON Consulting[1], kozlova@vygon.consulting
[1]Office 1446–1447, 6th entrance, 12 Krasnopresnenskaya naberezhnaya, Moscow, 123610, Russia.

Digital Testing Areas for Unconventional Oil: the Key to New Technologies Development

Abstract. Analysis of the digitalization potential impact for world and Russian oil exploration and production industry. The effectiveness of the pilot digital platform for unconventional oil production areas introduction is considered.

Keywords: digitalization; oil production; unconventional oil; regulation; technologies; best practices.

References

1. The new High-Tech Strategy Innovations for Germany. 2011. 58 с.
2. Mesropian V.R. *Tsifrovye platformy – novaia rynochnaia vlast'* [Digital platforms- new market power.]. Avialable at: https://www.econ.msu.ru/sys/raw.php?o=46781&p=attachment (accessed 16 October 2018).
3. *Smena paradigmy: Poiskom novykh mestorozhdenii i ikh razrabotkoi zaimetsia iskusstvennyi intellect* [Paradigm Shift: Artificial Intelligence Will Be in the Search for New Fields and Their Development]. *Sibirskaia neft'* [Siberian oil], 2017, no. 146, p. 17.
4. BP Technology Outlook. 2018. 72 с.
5. Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry // World Economic Forum Davos. Accenture. 2017. 36 с.

УДК 004;553

Л.Е. Чесалов
д-р техн. наук
ФГБУ «Гидроспецгеология»[1]
заместитель генерального директора по информационным технологиям и защите информации
chesalovle@specgeo.ru

Опыт создания и эксплуатации национальных банков геолого-геофизической информации

[1]Россия, 123060, Москва, ул. Маршала Рыбалко, 4

Цифровая трансформация добывающей отрасли невозможна без надежных источников данных. Геолого-геофизические данные представляют собой национальное достояние государства. Рассматривается опыт разных стран по созданию и функционирования национальных банков информации. Подготовлены рекомендации для создания единого фонда информации о недрах

Ключевые слова: цифровая трансформация; национальное хранилище данных; геолого–геофизические данные; качество данных

Сведения о геологическом строении недр и наличии полезных ископаемых – важнейший элемент информационного обеспечения общества и государства. Они являются источником данных для наук о Земле, основой планирования экономического развития страны и важным элементом ее безопасности. Практически все страны высоко оценивают значение геологической информации для процветания государства и жизни будущих поколений [4]. Геологоразведочная и добывающая отрасли являются крупнейшими гражданскими потребителями информационных ресурсов и вычислительной мощности, локомотивами современных научных исследований.

Взятый курс на цифровизацию экономики России [15] требует серьезного пересмотра сложившейся практики сбора, хранения и предоставления данных, как важнейшего элемента информационной инфраструктуры. Поэтому при создании отечественного цифрового банка дан-

ных – единого фонда геологической информации о недрах [16] необходимо использовать наилучшие известные практики и весь накопленный мировой опыт.

Освоение минерально-сырьевой базы мира, в основном, ведется крупными транснациональными корпорациями. Создавая свои информационные ресурсы, эти организации видят в них инструмент извлечения прибыли и получения преимуществ в конкурентной борьбе. Этим обусловлены строгие требованиями к конфиденциальности корпоративной информации. Такой подход неизбежно входит в конфликт с интересами административно-территориальных образований (стран, провинций и т.п.)[1]. Государства и регионы, стремясь увеличить свой доход, контролируют не только финансовые результаты сырьевой индустрии, но и собирают информацию об источнике этого дохода – природных ресурсах. Именно эти сведения будут основой как материального благополучия, так и безопасности среды обитания.

При этом любая информация имеет значение и должна быть сохранена[2], поскольку имеющийся уровень знаний не может дать точного ответа о возможных потребностях завтрашнего дня. Типичным примером является сегодняшнее внимание к проблемам экологии и изменения климата, работа над которыми требует всей имеющейся геологической информации.

Учитывая это, можно сформулировать государственные функции, при исполнении которых используется геологическая информация.

1. Регулирование недропользования

Геологическая информация используется для задач планирования экономики, при расчете налоговой нагрузки, финансового аудита и информирования общества. В круг непосредственных интересов государства входит мониторинг производственных показателей, состояние наиболее крупных объектов добычи и инфраструктуры.

2. Привлечение и защита интересов инвесторов

Принятие инвестиционных решений в добывающей отрасли должно основываться на достоверной и актуальной информации о запасах и ресурсах. Для этого государство устанавливает правила раскрытия информации, обеспечивая достоверность данных системой экспертизы и отчетности (например, NI-43-101 в Канаде [7]), и ведет архив документации, доступный всем заинтересованным лицам (*System for Electronic Document Analysis and Retrieval – SEDAR*).

3. Обеспечение безопасности жизнедеятельности на территории государства

Сюда следует отнести обеспеченность сырьем и создание стратегических резервов как части системы национальной безопасности [5], задачи мониторинга и охраны окружающей природной среды.

4. Сбор, хранение и вовлечение в оборот геологической информации

Создание архива информации для будущих поколений актуально вне зависимости от сиюминутных потребностей, стандартизация – для упрощения доступа и использования, популяризация – для максимального ее использования на благо страны. Востребованность геологической информации – один из основных критериев оценки работы геологических служб.

5. Развитие наук о Земле и смежных специальностей

Проведение исследований невозможно без данных. Чем больше доступной информации (и выше ее качество), тем эффективней будут научные работы, становясь, в свою очередь, источником знаний для будущего использования. Создание банков данных для научных исследований является приоритетной задачей всех стран, заинтересованных в развитии.

Для обеспечения этих функций создаются центры сбора, хранения и предоставления геологической информации – национальные хранилища данных (*National data repository – NDR*). Поскольку наибольший доход генерирует добыча углеводородного сырья[3], то и основное внимание уделяется материалам поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Поэтому основные усилия сосредоточены на создании банков геолого-геофизической информации по углеводородному сырью. Для них же характерен максимальный в геологии объем данных, создаваемый 3D и 2D сейсморазведкой, основным объектом сбора информации являются скважины.

Состав данных в хранилищах различается в зависимости от особенностей минерально-сырьевой базы страны (и ее эксплуатации) и цели создания. Для хранилищ, ориентированных на информацию по углеводородному сырью, характерно следующее деление:

– петротехнические (промысловые) данные – геолого-геофизические данные, характеристики резервуаров, эксплуатационные сведения. Как правило, хранятся первичные данные, наличие интерпретированной информации за-

[1] Характерно, что это не мешает компаниям договариваться между собой. Так, хранилище данных по шельфу Северного моря Великобритании возникло из частной договоренности BP и Amoco об обмене данными в целях снижения издержек.

[2] Не все придерживаются мнения о необходимости сохранения «всей» информации.

[3] Вклад углеводородов в мировой валовой продукт – от 2,5 до 6,5%, по разным оценкам.

Задача	Необходимые данные
Сбор платы за пользование недрами	Поток нефти, плотность нефти (в скважине, на месторождении или в терминале, в зависимости от законодательства)
Проведение нефтяного аудита (баланс добычи и экспорта)	Поток нефти из скважин, экспорт нефти, перекачка нефти, складские запасы, нераспределенная продукция, распределенная
Сбор статистики и информирование общества	Производство нефти в день и в месяц, факельное сжигание и отвод газа, водоотвод, экспорт
Выполнение государственных планов добычи	Производство нефти в день и в месяц, экспорт
Ведение государственного архива данных	Запасы, производство, закачка, пластовые жидкости и свойства залежей
Наблюдение за резервуаром	Запасы, продуктивность скважин, закачка, пластовое давление и свойства флюида, результаты испытаний

Таблица 1.

висит от политики конфиденциальности и объема хранилища;

– «культурные» слои и данные заголовков включают контуры и атрибуты (заголовки) геофизических работ, скважин, лицензий, административные и иные границы, инфраструктуру и другие объекты, имеющие отношения к добыче;

– метаданные – характеристики данных хранилища, даты поступления, метрики качества, права и обременения, физические и логические адреса хранения.

Ведущая роль при создании архивов принадлежит государственным органам по управлению природными ресурсами, в том числе, пользованию недрами – национальным и региональным регуляторам. Их функции требуют сбора множественной дополнительной информации для решения следующих типовых задач (***см. табл. 1***).

Регуляторы строго и точно регламентируют сроки и формы предоставления информации (и носители, при необходимости). Применяется автоматическая загрузка информации с серверов (*FTP*-протоколы и более современные, например, *MPRML* – данные по добыче) и заполнение форм отчетности через сервисы порталов, включая получение разрешительных документов, от лицензий до разрешений на бурение и отчетов по добыче. Эту информацию регуляторы объединяют с геолого-геофизическими данными по скважинам, также обязательными к представлению. В зависимости от политики регулятора документы по добыче являются открытыми или имеют небольшой период конфиденциальности (от 1 до 6 месяцев). Часто функции сбора регламентной информации поручаются технологическому подрядчику регулятора или архива.

Поскольку основным технологическим объектом при поисках, разведке и разработке углеводородного сырья являются скважины, то в основе учета лежит система их идентификации. В настоящее время принято много разных систем присвоения идентификатора (имени) скважины, что затрудняет поиск и получение информации, необходимой всем – от геологов до финансистов[4]. В развитых нефтедобывающих странах учет основан на присвоении регулятором уникального числового идентификатора. Так, современный идентификатор *US Well Number* [10] (как и канадский *CWIS*) позволяет учитывать все стволы каждой скважины и каждое заканчивание. На этом базируется система раздельного учета продукции, что позволяет оптимизировать налоговый учет, контроль соблюдения лицензионных соглашений и проектов разработки.

Все страны рано или поздно приходят к созданию национальных банков геолого-геофизической информации, но пути и используемые модели бывают различны.

Кажущийся идеальным путь – централизованное создание единого государственного хранилища (или сети). Эта модель применяется в России, постсоветском пространстве, бывших социалистических странах. Для него характерны ориентация на государственные институты, ограничения доступа и недостаточный учет интересов бизнеса и гражданского общества. В частности, это выразилось в пренебрежении первичной информацией, хранились только отчеты (государству первичная информация была не нужна). Компании (и территории!) начинают создавать собственные хранилища, координация действий и обмен информацией требует серьезного нормативного и финансового обеспечения. Безусловным плюсом является большой объем архивной информации, организованной по единым правилам.

При наличии национальной добывающей компании функции организации национального хранилища могут быть возложены на нее. Таким путем идут страны с крупными национальными компаниями, национализировавшие добывающую отрасль и\или сильно ограничившие участие иностранных компаний (Бразилия, Венесу-

[4] Реализуются коммерческие сервисы присвоения и ведения уникальных идентификаторов скважин, например, GUWI Service компании IHSMarkit.

эла, Иран, Малайзия, Мексика, и др.). Именно в этих случаях создаются самые большие по объему банки данных, поскольку государственное управление обеспечивает централизацию, а добывающая компания заинтересована в сохранении всех данных, включая первичные и интерпретированные.

Однако изоляция любого рода неизбежно ведет к технологическому отставанию и снижению конкурентоспособности, поэтому уровень закрытости вынужденно снижается (Мексика «открылась» в 2014 г.). К ресурсам (следовательно, и к информации) допускаются другие участники рынка, соответственно, меняются требования к хранилищам и их операторам. Так, архивы государственной компании *Petrobras* были переданы в созданный национальным регулятором банк данных (*BDEP*). Эффективный доступ к данным, обеспеченный *BDEP*, внес значительный вклад в рост нефтяной отрасли Бразилии.

Для развивающихся стран также характерно создание национального хранилища в составе государственного органа или государственной компании.

Создание национального (или территориального) хранилища консорциумом добывающих компаний практикуется в развитых странах (например, Великобритания, *Common Data Access Limited – CDA*), но такие институты ориентированы преимущественно на цели бизнеса. Адаптация к целям государства потребует значительных организационных изменений. Для этого перехода проводятся масштабные консультации с индустрией по схеме финансирования, составу и требованиям к данным[5].

В случае создания такого консорциума по инициативе и под контролем государства (Норвегия, группа *DISKOS*) баланс интересов соблюдается с начала основания. Непосредственное обеспечение работы хранилища и функций по сбору и предоставлению информации преимущественно осуществляется подрядчиками (часто пулом компаний, например, *CGG-KADME-EVRY*). Контракт заключается по итогам конкурсам обычно на 5–7 лет (*DISKOS*, *SEDAR*).

Более сложной оказывается задача организации национального хранилища в государствах с федеративным устройством (США, Канада, Австралия). Как правило, регулирование пользования недрами[6] относится к компетенции субъекта федерации (штат, провинция) и может отличаться в разных регионах. Тем самым, и правила сбора информации могут быть различны. Таким образом, национальное достояние в виде геологических данных оказывается рассредоточено в разнородных хранилищах под разной юрисдикцией. Усилия по их консолидации, как правило, ограничиваются сбором метаданных (например, США – *National digital catalog* (*NDC*), *US Geoscience Information Network* (*USGIN*)) и хранилищами материалов региональной геологии (мелкомасштабное картирование, общая геофизика, геохимия, сведения об образцах горных пород)[7] относительно небольшого объема. При этом первичные данные и образцы хранятся в корпоративных и/или региональных хранилищах.

Региональные регуляторы (особенно в США) обладают значительным объемом информации по скважинам, однако большая часть этой информации находится в отсканированном виде. Это затрудняет ее прямое использование, но компенсируется относительной свободой доступа к данным. Доступность скважинных данных позволяет привлечь широкий круг инвесторов, в том числе, например, к малодебитным скважинам (*marginal wells*). Региональные регуляторы часто находятся в составе органов защиты окружающей среды, что обуславливает их внимание к ликвидации бесхозных и опасных скважин. Для координации действий и распространения наилучших практик создаются межрегиональные органы (например, США – *Interstate Oil and Gas Compact Commission* (*IOGCC*)).

Регулирование недропользования на суше и на шельфе сильно отличается, что обуславливает разные подходы к сбору и хранению данных. Морская добыча в целом более молода, имеет более современные регулирующие документы[8] и самый большой объем данных. Схема лицензионных блоков на шельфе проста – прямоугольная, по географической сетке координат. Обременения, кроме экологических и защиты морской фауны, отсутствуют. Наборы данных в обязательном порядке включают навигационные сведения и данные о платформах. Состав данных по суше более разнообразен, более сложны контуры и условия выделения земельных участков, сбор и хранение данных имеет часто большую историю. Как правило, хранилища геолого-геофизических данных по суше и по шельфу разделены как по управлению, так и по реализации.

Несмотря на существенные различия, можно отметить следующие общие особенности национальных архивов. Они:

[5] Формируемое в настоящее время национальное хранилище нефтегазовых данных Великобритании ближайшие два года будет базироваться на существующих мощностях CDA.
[6] Как минимум, на суше, реже – на шельфе.
[7] Преимущественно результаты работ, которые финансировало государство.
[8] В некоторых странах Европы недропользование на суше до сих пор регулируется кодексом Наполеона (1804 г.) с небольшими изменениями.

– являются основой использования природных ресурсов страны;

– служат инструментом повышения инвестиционной привлекательности

– реализуют функции сбора данных от компаний-недропользователей и других источников

– содержат большие объемы информации, часть которой является конфиденциальной – должна быть обеспечена защита

– должны предоставлять информацию *просто, быстро и безопасно*,

– дорого стоят – расходы на содержание архива достаточно велики.

Применяются следующие основные схемы финансирования национальных хранилищ:

– 100% государственное финансирование. Может осуществляться из «общего котла» уполномоченной организации (государственного органа или национальной нефтяной компании) или за счет отчислений из платежей недропользоватетелей. Иногда совместно финансируется федеральными и региональными властями добывающего региона;

– паритетное финансирование. Как правило, в соотношении 50/50 содержание хранилища финансируется государством и недропользователями. Встречаются и другие соотношения – 45/55 (*GEUS*, Дания);

– консорциум недропользователей, оплачивающий загрузку и содержание хранилища (*CDA*), в том числе, с участием регулятора (*NDP*, *DISCOS*);

– самофинансирование за счет продажи информации (*UK Onshore geophysical library*) и дотаций.

В ряде стран (Африка, Центральная Америка, Азия) создание национальных архивов ведется при финансовой поддержке Всемирного банка (и *USAid*) и методической – норвежского агентства по сотрудничеству в целях развития (программа «Нефть для целей развития», *NORAD**OfD*). При этом за основу берется модель группы *DISKOS* (Ангола, Афганистан, Бангладеш, Замбия, Ирак, Камбоджа, Мадагаскар, Никарагуа Танзания, Уганда и др.).

При любой схеме для финансовой поддержки часто включаются доходы от ежегодных взносов[9] за подписку, за обслуживание в приоритетном порядке, технический сбор за выгрузку данных, причем величина сбора может зависеть от типа и объема доступной информации. Во многих случаях хранилище становится открытой торговой площадкой для информации. Следует учесть, что информация все чаще выступает как товар. Крупные сервисные и консалтинговые компании (*TGS*, *Lynx*, *IHS* и др.) создают собственные коммерческие хранилища и централизовано занимаются скупкой и продажей информации. Есть и обратный процесс – геологические службы могут выкупать у сервисных компаний материалы спекулятивных (*multi-client*) съемок и делают их общедоступными (например, *Ontario geological survey*, Канада).

Предоставление информации потребителям (подписчикам) является важнейшей публичной задачей архивов. Все без исключения хранилища имеют соответствующие порталы в сети Интернет, выполняющие функции регистрации и учета пользователей (и их активности), новостной и рекламный блок («*It's fun to do business in…*», включая объявления об истечении сроков конфиденциальности блока данных), поиск и выбор необходимой информации (всегда есть ГИС-компонента для просмотра и выбора), при платном обслуживании – выставление счета и прием оплаты, выгрузки заказанной информации, в том числе на носители. Должны быть открытыми, прозрачными (понятными) и полностью урегулированными с законодательством и правообладателями вопросы режима доступа и прав на блоки информации.

Все национальные архивы соблюдают установленные регуляторами периоды конфиденциальности для различных данных. Краткая сводка приведена в ***табл. 2***.

В отношении достоверности информации обычно архивами применяются следующие оговорки:

– архив предоставляет эту информацию при том, что ее точность, правильность или полнота не гарантируется;

– архив не несет никакой ответственности за ошибки и неточности;

– архив не дает гарантий в отношении пригодности информации для целей пользователя.

До сих пор значительная часть информации представлена в архивах в аналоговом виде (бумага, скан-образы). В цифровой вид переводятся данные заголовков и другие метаданные. Неудобства, связанные с необходимостью оцифровки, компенсируются простотой доступа и низкой ценой.

Учитывая большой объем находящейся в архивах аналоговой неструктурированной информации (в скан-образах), важным является развитие организационных и методических приемов, позволяющих массово вовлекать такие данные в полезное использование. Деятельность по управлению информацией в настоящее время должна включать в себя раскрытие ценности неструктурированных данных, проведение их автоматизированного анализа, обеспечение

[9] Делаются исключения или скидки для научных целей и учебных организаций.

Вид данных	Период конфиденциальности
Бразилия	
Скважинные данные	2 года
Первичные данные (эксклюзивные)	5 лет
Первичные данные (спекулятивные)	10 лет
Интерпретированные данные	20 лет
Великобритания	
Первичные данные (эксклюзивные) море	4 года (< = 19 раунда) или 3 года (> = 20)
Первичные данные (эксклюзивные) суша	5 лет (< = 11 раунда) или 4 года (> = 12)
Первичные данные (спекулятивные) море	10 лет
Норвегия	
Вся информация по лицензионной площади	2 года
Данные за пределами лицензии	5 лет
Данные, доступные на рынке	10 лет
Интерпретированные данные	20 лет
Данные после отказа от лицензии	Открыты
США (шельф)	
Геологические данные	10 лет
Геофизические данные	25––50 лет (в зависимости от срока переобработки)

Таблица 2.

надлежащей оценки и использования всей информации, как новой, так и ретроспективной, что приводит к более точному принятию решений [3]. Но одновременно качество и форматы хранимой информации становятся факторами, определяющими полноту удовлетворения запросов потребителей.

Парадигма «***мы храним то, что дали "как есть"***», возможно, хороша для архивного дела, но совершенно неприемлема для потребителя с современной информационной инфраструктурой – называть цифровыми данными отсканированную карту или таблицу просто самообман или профанация. Данные должны быть готовы к использованию в современных программных средах ("*analytics ready*"), соответствовать современным стандартам и форматам.

Для этой цели все больше сил тратится на разработку новых стандартов. Стандартизация постепенно перешла от добывающих и сервисных компаний к профессиональным ассоциациям (*API*, *SEG*, *IOGP*, *Energistics*, *PPDM* и др.). Эта деятельность поддерживаются органами власти, которые участвуют в таких работах. Например, *Regulatory Data Standards Committee ассоциации PPDM* составлен в основном из представителей федеральных и региональных регуляторов США, Канады и Австралии.

Стандарты охватывают все более широкие области нефтегазовых операций, становятся более общими, как, например, широко применяемые при бурении и исследованиях скважин стандарты *WITSML* [6][10]. Между разными стандартами устанавливается соответствие, обеспечивая их одновременное использование (например, *WITSML* и модель данных *PPDM*). Готовятся отраслевые стандарты метаданных (*EIP*) и единиц измерения (*UOM*).

Поскольку вся геолого-геофизическая информация пространственно привязана, необходимым является унификация сведений о координатах объектов. Привязка морских работ использует современные стандарты P1/11 и P2/11 (*IOGP*). Для общей картографии отрасль и разработчики следуют базовым рекомендациям *Open GIS Consortium* (*OGC*).

Широкое распространение для представления региональных данных получила сервисная модель, основанная на применении картографических *web*-сервисов (*WMS*, *WFS*, *WCS*…) *OGC*. На них основаны глобальный проект *OneGeology*, *National Geologic Map Database* (США) и многие другие.

Единые правила оперирования пространственными данными (директива *INSPIRE* [5]) приняты Европейской комиссией[11], их основные принципы приведены ниже:

– данные следует собирать только один раз и хранить там, где это можно делать наиболее рентабельным образом;

– цельные блоки пространственной информации из различных источников следует объ-

[10] На примере WITSML очевидны преимущества сервисной модели предоставления данных. WITSML–серверы собирают данные от разных сенсоров (бурение, каротаж и пр.) и передают необходимую информацию для моделирования и других операций в соответствующие приложения. Получили распространение коммерческие WITSML–серверы, хранящие и предоставляющие информацию за плату.

[11] Структура данных банка DINO (TNO, Нидерланды) основана на этих принципах.

Свойство	Описание
Полнота	Доля сохраненных данных.
Уникальность	Ничто не будет записано более одного раза. Это обратная оценка уровня дублирования.
Актуальность	Степень, в которой данные представляют реальность с требуемого момента времени.
Валидность	Данные действительны, если они соответствуют синтаксису (формат, тип, диапазон) его определения.
Точность	Степень, в которой данные правильно описывают объект или событие реального мира.
Согласованность	Отсутствие разницы при сравнении двух или более представлений объекта.

Таблица 3.

единять, предоставлять их множеству пользователей и распространять на различных приложениях;

– информацию, собранную на одном уровне/одного масштаба, следует распространять на всех уровнях/во всех масштабах: детализированную для детальных исследований, в общем виде – для стратегических целей;

– географическая информация, необходимая для эффективного управления на всех уровнях, должна быть доступна в готовом и прозрачном виде;

– необходимо обеспечить доступность географической информации, равно как и рекомендаций, относительно того, как она может отвечать конкретным потребностям, и на каких условиях ее можно получить и использовать.

В основе спецификаций *INSPIRE* в области геологии лежат стандарты *GeoSciML* [8], по геофизическим методам приняты словари системы *GEOMIND* [9], к сожалению, не описывающие все многообразие геофизики.

Техническая реализация национальных хранилищ выполняется на хорошо апробированных индустриальных решениях, как аппаратных, так и программных – слишком велика цена потери информации. Обязательно наличие резервных копий, широко обсуждается вопрос перехода к облачным технологиям. В то же время невозможно использование «коробочных» решений, каждый архив уникален. Этим обусловлена высокая стоимость создания и обслуживания архива. В основном применяется централизованное хранение, но есть и распределенные решения, что возможно в случае наличия комплекса цифровых данных, аналоговых (бумажных) и физических образцов пород, флюидов и газов.

Высокое качество хранимой информации является требованием потребителей, и архивы обязаны этим заниматься. В обязательном порядке при загрузке данных выполняется входной контроль как заголовков (метаданных съемок и скважин), так и самих первичных данных. Тем не менее, актуальной задачей остается анализ качества накопленной архивной информации. Определение качества данных возможно на основе метрик основных свойств (измерений) данных [1], приведенных в ***табл. 3***.

На данной основе возможно построение системы бизнес-правил [6] для осуществления автоматического контроля качества данных.

Важность оценки качества данных возрастает с прогрессом информационных технологий. В заключительном документе последней конференции по национальным нефтегазовым архивам (*NDR*2017, Норвегия, Ставангер) есть очень уместное замечание о том, что без учета качества данных современные методы обработки просто помогут нам быстрее получить кажущиеся надежными результаты, которые совершенно неверны [2]. На последней конференции по управлению данными нефтегазовой отрасли (*ECIM*-2018, Норвегия, Хаугесунн) отмечалось, что данные, их доступность и качество являются определяющими параметрами успеха цифровой трансформации добывающей отрасли.

За рамками статьи, к сожалению, осталось много вопросов – организация хранения и использования керна скважин, организация обмена и торговли данными, использование современных технологий (*multi-cloud*, *machine learning*). Целью являлось краткое знакомство с назначением и базовыми принципами национальных банков данных и их роль в организации рационального использования минерально-сырьевых ресурсов. Тем не менее, проанализированные материалы[12] позволяют сделать некоторые полезные, по мнению автора, выводы.

Выводы

С точки зрения мировой практики Россия находится в выгодном положении для создания современного хранилища геолого-геофизической информации по следующим причинам:

[12] Работа над статьей заняла несколько месяцев, собран богатый материал для дальнейших публикаций.

– утверждена государственная программа цифровой трансформации [15], на ее реализацию выделяются ресурсы;

– принята нормативная основа [13], определены сроки конфиденциальности, состав геологической информации, структура федеральной государственной информационной системы «Единый фонд информации о недрах» (ЕФГИ);

– действуют на единых принципах и методиках система федерального и территориальных фондов геологической информации, система экспертизы запасов и проектов разработки (ГКЗ/ЦКР и ТКЗ/ТКР);

– в ведении органа управления фондом недр (Роснедра) есть центры компетенции по направлениям – региональные работы, УВС, ТПИ и ПВ;

– определена организация, ответственная за создание и ведение ЕФГИ – Росгеолфонд.

Начальные этапы разработки ЕФГИ [12] выявили много вопросов, которые должны быть отрегулированы, в том числе:

– обеспечить учет интересов не только федерального регулятора (Роснедра), но и недропользователей (в том числе в части использования керна), региональных регуляторов, сервисных компаний и других пользователей. Должна быть усовершенствована нормативная база;

– подготовить проект развития ЕФГИ, предусматривающий участие компаний, привлечение клиентов и инвесторов, включая поставщиков современных решений;

– модернизировать систему сбора, учета, хранения и предоставления информации, в том числе:

• обеспечить учет и обязательную передачу всей первичной, интерпретированной, отчетной и регламентной информации в ЕФГИ, обеспечив ее сохранность и конфиденциальность;

• реализовать механизмы простого и прозрачного доступа к данным, четкое определение прав и обязанностей регулятора, оператора, компаний и граждан;

• разработать и ввести в действие единую систему идентификации объектов МСБ (месторождения, залежи, объекты прогнозных ресурсов и пр.), ГРР и добычи (съемки, скважины, горные выработки и т.п.) и информационных ресурсов;

• организовать работы по оценке качества, от метаданных до первичных данных, с распределением ответственности;

– создание современной информационно-технологической инфраструктуры – распределенной системы центров обработки данных. Кроме цифровых данных необходимо включение в инфраструктуру описание бумажных архивов (собственно фонды) и хранилищ физических носителей информации;

– развитие и использование новых информационных технологий (машинное обучение и др.) для работы над информационными массивами, в том числе неструктурированными (геологическими отчетами) для структурирования и извлечения значимой информации.

PS. Работа выполнена автором по решению совещания Росгеолфонда «О вопросах формирования единого фонда геологической информации». Использованы открытые материалы регуляторов, компаний и ассоциаций: *ANP* (Бразилия); *BGS*, *CDA*, *OGA*, *UKOGL* (Великобритания); *GEUS* (Дания); *AER*, *OSC* (Канада); *TNO* (Нидерланды); *ECIM*, *EPIM*, *DISKOS*, *NPD* (Норвегия); *BLM*, *BOEM*, *BSEE*, *IOGCC*, *NSF*, *USGS* (США); *BRGM* (Франция); *CGG*, *DELL EMC*, *HALLIBURTON*, *IHS*, *KADME*, *TARGET*, *TERADATA*, *TGS*, *SCHLUMBERGER*; *ENERGISTICS*, *IOGP*, *NDR workgroup*, *OGC*, *PPDM*, *SEG*. Благодарность автора С.Г. Шахназарову – за заинтересованное участие и информацию, сотрудникам ВНИГНИ: О.В. Любимовой и М.Г. Суханову – за помощь в работе с материалами, Г.В. Брехову (ВСЕГЕИ) и К.А. Коронкевичу (Роснедра) – за ценное обсуждение и замечания.

Литература

1. Askham N. et al. (DAMA UK Working Group). The Six Primary Dimensions for Data Quality Assessment. Defining Data Quality Dimensions. October 2013. Доступно на: https://www.whitepapers.em360tech.com/wp-content/files_mf/1407250286DAMAUKDQDimensionsWhitePaperR37.pdf (обращение 04.09.2018).
2. Brown D.(CDA). NDR2017. The post-conference article. Доступно на: https://www.energistics.org/wp-content/uploads/2017/04/NDR2017-Write-Up-2.pdf (обращение 05.09.2018).
3. Digital Dividends from Subsurface Data: Data Science meets the Unstructured Data Challenge. ECIM & CDA Joint Data Management Workshop. 30th November 2016, Aberdeen, UK. Доступно на: http://cdal.com/wp-content/uploads/2016/12/CDA-ECIM-DM-Workshop-Unstructured-Data-Challenge-November-2016-Proceedings.pdf (обращение 06.09.2018).
4. Energy Policy Act of 2005 [109th Congress Public Law 58]. Доступно на: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/html/PLAW-109publ58.htm (обращение 04.09.2018).
5. INSPIRE Knowledge Base. Infrastructure for spatial information in Europe. Доступно на: https://inspire.ec.europa.eu/ (обращение 04.09.2018).
6. Lesslar P. et al. (NDR data quality metrics workgroup). Data quality metrics. Report of the NDR data quality metrics workgroup 2014 – 2017. NDR2017, June 6th– 8th, Stavanger, Norway. Доступно на: https://www.energistics.org/wp-content/uploads/2018/06/lesslar-20170524-data-quality-workstream-report-f.pdf (обращение 05.09.2018).

7. National Instrument 43-101 for the Standards of Disclosure for Mineral Projects. Доступно на: http://www.osc.gov.on.ca/en/15019.htm (обращение 04.09.2018).
8. OGC Geoscience Markup Language 4.1 (GeoSciML). Доступно на: https://docs.opengeospatial.org/is/16-008/16-008.html (обращение 04.09.2018).
9. SKOS for Geophysics. Доступно на: http://geomind.elgi.hu/skos/ (обращение 04.09.2018).
10. The US Well Number Standard. An Identifier for Petroleum Industry Wells in the USA. Доступно на: https://ppdm.org/ppdm/PPDM/Well_ID_US_WG.aspx? WebsiteKey=927055e8-ec5d-4b51-96ef-5dbe0a133439 (обращение 05.09.2018).
11. WITSML Data Standards. Доступно наЖ https://www.energistics.org/portfolio/ цшеыьд-вфеф-ыефтвфквы (обращение 04.09.2018).
12. Аракчеев Д.Б., Чесалов Л.Е., Юон Е.М. Единый фонд геологической информации о недрах: перспективы создания // Разведка и охрана недр. 2016. № 9. С. 70–74.
13. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: http://docs.cntd.ru/document/9003403 (обращение 04.09.2018).
14. Козловский Е.А. Россия: минерально-сырьевая политика и национальная безопасность. М.: МГГУ. 2002.
15. Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р «Об утверждении программы “Цифровая экономика Российской Федерации”» Доступно на: http://static.government.ru/media/files /9gFM4FHj4PsB79I5v7yLVuPgu4bvR7M0.pdf (обращение 04.09.2018).
16. Чесалов Л.Е., Шпильман А.В., Аракчеев Д.Б. О состоянии и перспективах информационного обеспечения отрасли // Разведка и охрана недр. 2016. № 5. С. 155–157.

UDC 004;553

L.E. Chesalov, Doctor of Technical Sciences, Deputy General Director for Information Technology and Information Security FSBI “Gidrospetsgeologiya”[1], chesalovle@specgeo.ru

[1]4 Marshal Rybalko str., Moscow, 123060, Russia.

Experience in the Creation and Operation of National Banks of Geological and Geophysical Information

Abstract. Digital transformation of the extractive industry is impossible without reliable data sources. Geological and geophysical data are the national heritage of the state. The experience of different countries on creation and functioning of national data repository is considered. Recommendations for the creation of a unified repository of geological data have been prepared.

Keywords: digital transformation; national data repository; G&G data; data quality.

References

1. Askham N. et al. (DAMA UK Working Group). The Six Primary Dimensions for Data Quality Assessment. Defining Data Quality Dimensions. October 2013. Avialable at: https://www.whitepapers.em360tech.com/wp-content/files_mf/1407250286DAMAUKDQDimensionsWhitePaperR37.pdf (accessed 4 September 2018).
2. Brown D.(CDA). NDR2017. The post-conference article. Avialable at: https://www.energistics.org/wp-content/uploads/2017/04/NDR2017-Write-Up-2.pdf (accessed 5 September 2018).
3. Digital Dividends from Subsurface Data: Data Science meets the Unstructured Data Challenge. ECIM & CDA Joint Data Management Workshop. 30th November 2016, Aberdeen, UK. Avialable at: http://cdal.com/wp-content/uploads/2016/12/CDA-ECIM-DM-Workshop-Unstructured-Data-Challenge-November-2016-Proceedings.pdf (accessed 6 September 2018).
4. Energy Policy Act of 2005 [109th Congress Public Law 58]. Avialable at: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/html/PLAW-109publ58.htm (accessed 4 September 2018).
5. INSPIRE Knowledge Base. Infrastructure for spatial information in Europe. Avialable at: https://inspire.ec.europa.eu/ (accessed 4 September 2018).
6. Lesslar P. et al. (NDR data quality metrics workgroup). Data quality metrics. Report of the NDR data quality metrics workgroup 2014 – 2017. NDR2017, June 6th– 8th, Stavanger, Norway. Avialable at: https://www.energistics.org/wp-content/uploads/2018/06/lesslar-20170524-data-quality-workstream-report-f.pdf (accessed 5 September 2018).
7. National Instrument 43-101 for the Standards of Disclosure for Mineral Projects. Avialable at: http://www.osc.gov.on.ca/en/15019.htm (accessed 4 September 2018).
8. OGC Geoscience Markup Language 4.1 (GeoSciML). Avialable at: https://docs.opengeospatial.org/is/16-008/16-008.html (accessed 4 September 2018).
9. SKOS for Geophysics. Avialable at: http://geomind.elgi.hu/skos/ (accessed 4 September 2018).
10. The US Well Number Standard. An Identifier for Petroleum Industry Wells in the USA. Avialable at: https://ppdm.org/ppdm/PPDM/Well_ID_US_WG.aspx? WebsiteKey=927055e8-ec5d-4b51-96ef-5dbe0a133439 (accessed 5 September 2018).
11. WITSML Data Standards. Avialable at: Zh https://www.energistics.org/portfolio/ tsshey’d-vfef-yeftvfkvy (accessed 4 September 2018).
12. Arakcheev D.B., Chesalov L.E., Iuon E.M. *Edinyi fond geologicheskoi informatsii o nedrakh: perspektivy sozdaniia* [Unified Fund of Geological Information about Subsoil: Prospects for Creation]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2016, no. 9, pp. 70–74.
13. *Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 «O nedrakh»* [Law of the Russian Federation of 21.02.1992 No. 2395-1 “On Subsoil”]. Avialable at: http://docs.cntd.ru/document/9003403 (accessed 4 September 2018).
14. Kozlovskii E.A. *Rossiia: mineral’no-syr’evaia politika i natsional’naia bezopasnost’* [Russia: Mineral Resources Policy and National Security]. Moscow, MGGU Publ., 2002.
15. *Rasporiazhenie Pravitel’stva RF ot 28.07.2017 № 1632-r «Ob utverzhdenii programmy “Tsifrovaia ekonomika Rossiiskoi Federatsii”»* [Order of the Government of the Russian Federation of 28.07.2017 No. 1632-p “On Approval of the“ Digital Economy of the Russian Federation ”Program”]. Avialable at: http://static.government.ru/media/files /9gFM4FHj4PsB79I5v7yLVuPgu4bvR7M0.pdf (accessed 4 September 2018).
16. Chesalov L.E., Shpil’man A.V., Arakcheev D.B. *O sostoianii i perspektivakh informatsionnogo obespecheniia otrasli* [On the status and prospects of information industry]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2016, no. 5, pp. 155–157.

An integrated energy company[1]

We are committed to innovation and technology to design the energy of the future and drive the sustainable growth of society.[2]

REPSOL

www.repsol.com
Info: 902 000 000

[1] Интегрированная энергетическая компания
[2] Мы привержены инновациям и технологиям для разработки энергии будущего и обеспечения устойчивого роста общества.

РЕКЛАМА

УДК 004;553

Д.Б. Аракчеев
канд. техн. наук
ФГБУ «Росгеолфонд»[1]
генеральный директор
DArakcheev@rfgf.ru

Е.М. Юон
канд. техн. наук
ФГБУ «Росгеолфонд»[1]
заместитель генерального директора
EYuon@rfgf.ru

Росгеолфонд: от архива к цифровому управлению недропользованием

[1]ФБГУ «Российский федеральный геологический фонд». Россия, 125993, Москва, ул. 3–я Магистральная, 38.

В статье освещены основные инициативы Федерального агентства по недропользованию, реализуемые Росгеолфондом, направленные на модернизацию существующей системы сбора, хранения, обработки и предоставления геологической информации, в первую очередь, для целей информационного обеспечения недропользования. Основной вектор развития – повышение оперативности предоставления данных за счет перевода реализации услуг и функций в электронный вид и перехода к информационному обеспечению цифрового управления недропользованием

Ключевые слова: Росгеолфонд; АСЛН; ЕФГИ; цифровое недропользование; геологическая информация; информационное пространство недропользования

Государственная система сбора, хранения и предоставления геологической информации создавалась в России на протяжении более 70 лет. Начало ее создания было положено постановлением Совета Народных Комиссаров Союза ССР № 517 от 27 марта 1937 г. «О Всесоюзном Геологическом фонде» [3], утвердившим создание федерального фонда геологической информации. За прошедшие годы она прошла долгий путь, в ее основу была положена единая система федерального и территориальных фондов, был отлажен механизм ее функционирования. Но созданная система оказалась не без изъянов, и очевидным это стало после 1992 г., когда законодательство о недрах и недропользовании изменилось коренным образом. Функционирующая система перестала в полном объеме удовлетворять текущим потребностям государства и общества в оперативности предоставления геологической информации, в том числе для управления государственным фондом недр.

В целях исправления сложившейся ситуации правительство Российской Федерации в 2015 г. вышло с инициативой, внесшей существенные изменения в подходы к сбору, хранению и предоставлению геологической информации. Эта инициатива определена принятием Федерального закона от 29.06.2015 № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон РФ “О недрах” и отдельные законодательные акты РФ» (далее – Закон) [2]. Правительство Российской Федерации дало в руки органам управления государственным фондом недр законодательный инструмент для организации системы сбора, хранения, накопления и предоставления геологической информации на принципиально ином уровне.

Сейчас Росгеолфонд – это учреждение в системе Федерального агентства по недропользованию, обеспечивающее информационную поддержку управления государственным фондом недр, в том числе:

– сбор, формирование, хранение и ведение геологических информационных ресурсов, в том числе первичных материалов и керна скважин;

– подготовку и издание Государственного баланса запасов полезных ископаемых, создание цифровых карт размещения месторождений и лицензионных участков;

– ведение и пополнение Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых Российской Федерации;

– формирование и ведение Государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами;

– формирование и наполнение ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах»;

– развитие, сопровождение и ведение государственных информационных систем Федерального агентства по недропользованию и интерактивных сервисов доступа потребителей к геологической информации;

– формирование и ведение массивов учетных документов по недропользованию, формирование и анализ сводных отчетных показателей о ходе лицензирования в Российской Федерации.

Информационная поддержка управления фондом недр осуществляется за счет информации, имеющейся в Росгеолфонде и в его территориальных фондах, вместе составляющих единую систему фондов геологической информации.

Массив данных Росгеолфонда представляет собой архив информации, преимущественно на бумажных носителях, сдаваемый в Росгеолфонд с 1937 г.

Хранимые документы федерального фонда размещены в 11 хранилищах Росгеолфонда по видам документов. Количество хранящейся информации на бумажных носителях составляет почти 4 млн единиц хранения, что составляет более 550 000 геологических отчетов и иных документов, в том числе на электронных носителях – более 100 тыс. единиц хранения, из них отчетов – около 72 тыс. единиц хранения.

В процессе совершенствования федерального законодательства о недрах в 2015–2017 гг. издан ряд нормативных документов, регулирующих вопросы представления, оформления, проверки и приемки геологической информации о недрах. В соответствии с этими положениями Росгеолфонд внес ряд изменений в технологию приемки и проверки поступающей геологической информации по принципу «единого пакета документов», в который входят:

– отчет о геологическом изучении недр на бумажном и электронном носителях;

– первичная цифровая геологическая информация, прилагаемая к отчету;

– паспорта ГКМ на бумажном и электронном носителях;

– учетные карточки и картограммы по видам геологической изученности на бумажном и электронном носителях;

– прочие геологические документы.

Для информирования недропользователей на официальном сайте Росгеолфонда опубликован «Порядок приемки геологической информации о недрах на постоянное хранение в ФГБУ

“Росгеолфонд”», в котором приведен перечень направляемых в федеральный фонд видов геологической информации, форма представления и правила их оформления, рекомендации по оформлению почтовых отправлений и по заполнению сопроводительных писем, даны ссылки на нормативно-методические документы, используемые при проверке, указаны телефоны должностных лиц, ведущих проверку материалов.

Перед единой системой для целей фондового обеспечения недропользования и управления фондом недр сейчас ставится несколько стратегически важных задач:

– переход на полностью цифровой оборот (сбор, накопление, хранение, предоставление) геологической информации;

– формирование и реализация программы оцифровки ретроспективной геологической информации, представленной только на бумажных носителях.

Неотъемлемой частью системы фондов и одним из ключевых инструментов в решении задач является ***федеральная государственная информационная система «Единый фонд геологической информации о недрах»*** (далее – ФГИС «ЕФГИ», ЕФГИ, Единый фонд) – федеральная государственная информационная система, призванная обеспечить учет всей имеющейся геологической информации (как первичной, так и интерпретированной), имеющейся в федеральном и территориальных фондах геологической информации; федеральных и субъектовых органах власти, организациях, находящихся в их ведении, иных коммерческих и некоммерческих организациях, а также призванная обеспечить предоставление геологической информации, имеющейся в федеральном и территориальных фондах, в электронном виде.

Единый фонд геологической информации о недрах призван вывести оборот (сбор, хранение, предоставление) геологической информации на тот же уровень, на котором находится оборот бумажной геологической информации.

Создание ФГИС «ЕФГИ» закреплено Федеральным законом от 29.06.2015 № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон РФ “О недрах” и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2].

Основные цели создания ЕФГИ следующие.

1. Информационное обеспечение на федеральном и региональном уровнях:

– управления государственным фондом недр;

– ведения Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых;

– ведения Государственного баланса запасов полезных ископаемых;

– ведения Государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей;

– ведения лицензий на пользования недрами;

– предупреждения опасных природных процессов и явлений и устранение их последствий;

– обеспечения обороны страны и безопасности государства;

– организации и осуществления государственного контроля (надзора).

2. Предоставление геологической информации широкому кругу пользователей.

ЕФГИ является одной из первых систем в области недропользования, создаваемых полностью в соответствии с нормативно-правовой базой в области информатизации и информационно-коммуникационных технологий

Как следствие, к основным задачам ЕФГИ относятся:

– учет всей имеющейся геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов РФ, органах государственной власти РФ, органах государственной власти субъектов РФ, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих организациях и некоммерческих организациях, а также производимой в ходе геологоразведочных работ первичной и интерпретированной геологической информации о недрах;

– поиск геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов РФ, органах государственной власти РФ, органах государственной власти субъектов РФ, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных

коммерческих организациях и некоммерческих организациях;

– накопление и безопасное хранение первичной и интерпретированной геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном и его территориальных фондах геологической информации на электронных носителях;

– предоставление потребителям первичной и интерпретированной геологической информации, имеющейся на электронных носителях в федеральном и территориальных фондах.

Кроме того – и это очень важно – ЕФГИ является одной из первых систем в области недропользования, создаваемых полностью в соответствии с нормативно-правовой базой в области информатизации и информационно-коммуникационных технологий (Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» [1]; постановление Правительства РФ от 08.06.2011 № 451 «Об инфраструктуре, обеспечивающей информационно-технологическое взаимодействие информационных систем, используемых для предоставления государственных и муниципальных услуг и исполнения государственных и муниципальных функций в электронной форме» [4]; постановление Правительства РФ от 06.07.2015 № 676 «О требованиях к порядку создания, развития, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации государственных информационных систем и дальнейшего хранения содержащейся в их базах данных информации» [5]; постановление Правительства РФ от 16.11.2015 № 1236 «Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд» [6]).

Планируется, что ЕФГИ станет основной фондовой системой, обеспечивающей Роснедра геологической информацией, как вновь производимой, так и ретроспективной, получаемой в процессе пользования недрами

В 2017 г. в опытную эксплуатацию была введена первая часть архитектуры системы – Реестр ФГИС «ЕФГИ». Сейчас опытная эксплуатация Реестра осуществляется силами ФГБУ «Росгеолфонд». С середины 2018 г. территориальные фонды геологической информации подключены к опытной эксплуатации Реестра ЕФГИ. В связи с тем, что территориальные фонды вместе с Росгеолфондом образуют единую систему фондов геологической информации, территориальные фонды являются неотъемлемой частью процесса опытной эксплуатации Реестра.

В 2018 г. в опытную эксплуатацию будет запущена подсистема интерпретированной геологической информации (далее – ИГИ), предназначенная для регулирования процессов сбора, хранения и предоставления интерпретированной геологической информации, в соответствии с приказом Минприроды России от 24.10.2016 № 555 «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 РФ по видам пользования недрами и видам полезных ископаемых» [7].

До конца 2019 г. будут завершены все основные работы по созданию ФГИС «ЕФГИ» – запуск подсистемы первичной геологической информации (далее – ПГИ), подсистемы администрирования, подсистемы информационной безопасности.

В ЕФГИ будет последовательно включаться информация, находящаяся в федеральном и его территориальных фондах в электронном виде, переводимая в электронный вид и сдаваемая в фонды в электронном виде: отчеты, информация специализированных электронных хранилищ Росгеолфонда, ретроспективные фондовые материалы, хранящиеся в бумажном виде, переводимые в электронный вид.

Централизованный сбор геологической информации в электронном виде с последующей проверкой и печатью с помощью средств ФГИС «ЕФГИ» позволит добиться единства электронного документа и его бумажной копии, единства документов, хранимых в разных местах (Росгеолфонд, территориальные фонды, фонды субъектов), а также сократит время обработки поступающей геологической информации в целом.

Планируется, что ЕФГИ станет основной фондовой системой, обеспечивающей Роснедра геологической информацией, как вновь производимой, так и ретроспективной, получаемой в процессе пользования недрами.

Важно отметить, что в федеральном фонде геологической информации по состоянию на

01.01.2018 на постоянном хранении находится 3977 тыс. единиц хранения, это 568 532 геологических отчетов, протоколов экспертных комиссий и иных документов; более 19 000 изданных карт геологического содержания и объяснительных записок к ним.

Подавляющее большинство указанных документов представлено только на бумажном носителе (лишь около 50 тыс. геологических отчетов находится на хранении как в бумажном, так и в электронном виде). В территориальных фондах геологической информации находятся вторые экземпляры отчетов, хранящихся в ФГБУ «Росгеолфонд». Вместе с тем, в соответствии с нормативными документами Мингео СССР, ряд отчетов поступал на хранение только в территориальные фонды геологической информации и не направлялись в ФГБУ «Росгеолфонд». По экспертной оценке эта цифра составляет около 52 тыс. отчетов.

Перевод указанной геологической информации в цифровой вид позволит перейти на полноценное предоставление государственной услуги в электронном виде, в том числе с возможностью удаленного доступа потребителей ко всей геологической информации по территории РФ. Это позволит снизить временные и финансовые затраты недропользователей на получение и обработку геологической информации, что будет способствовать увеличению инвестиций в геологическое изучение недр и недропользование, а также в научно-исследовательские и тематические работы, направленные на рациональное использованию недр, будет способствовать открытию новых месторождений полезных ископаемых. Доступ к геологической информации в электронном виде позволит повысить качество подготовки специалистов учебными заведениями геологического профиля.

Формирование ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах» и наполнение его в максимальном объеме геологической информацией в электронном виде, как ретроспективной, так и вновь появляющейся, обеспечивает информационную основу автоматизации управления государственным фондом недр.

Основным инструментом автоматизации управления государственным фондом недр является ***Федеральная автоматизированная система лицензирования недропользования (далее – ФГИС «АСЛН», АСЛН)***.

Сегодня АСЛН активно используется для планирования, анализа и мониторинга состояния распределенного фонда недр в системе лицензирования пользования недрами Федерального агентства по недропользованию, в том числе с ее помощью обеспечивается:

– автоматизация учета и рассмотрения заявок на получения права пользования для геологического изучения, за исключением участков недр федерального и местного значения;

– автоматизация процесса подготовки, согласования и утверждения перечней участков недр, предлагаемых для предоставления права пользования с целью разведки и добычи полезных ископаемых через процедуру конкурсов и Аукционов;

– автоматизация учета и мониторинга проведения процедуры конкурсов и аукционов на получения права пользования участками недр;

– ведение учета, контроля и мониторинга выданных лицензий, учет актуализации лицензий, оперативное получение сведений и электронных копий документов, отчетную и сводную информацию;

– ведение учета всех актов и вынесенных предписаний в ходе проверок Росприродназора в адрес недропользователя по лицензиям, а так же мониторинг результатов устранения нарушений или аннулирования лицензий;

Основным инструментом автоматизации управления государственным фондом недр является Федеральная автоматизированная система лицензирования недропользования

– ведение оперативного учета данных и документов по экспертизе запасов, проектам разработки месторождений и экспертизе проектов ГРР.

На АСЛН уже сейчас планируется возложить решение следующих задач формирования единого информационного пространства – внедрение «сквозной» системы учета данных по состоянию, освоению и воспроизводству МСБ, получаемых на всех этапах управления фондом недр:

– единая система учета и связи данных на основе участка недр;

– внесение данных с жесткой привязкой к документам (перечни, лицензии, дополнения, протоколы);

– ликвидация параллельного ввода информации в учетные блоки систем с обеспечением верификации информации на федеральном и территориальном уровнях и формирования единого достоверного источника данных.

Стратегический вектор развития АСЛН – становление системы как основного глобального информационного ресурса, обеспечивающего Роснедра полным набором актуальных сведений о состоянии ресурсной базы полезных ископаемых и недропользования.

Единый информационный ресурс – АСЛН – должен обеспечивать информационную поддержку принятия Роснедрами как стратегий, управленческих решений, так и обеспечивать учреждения в системе Роснедр единой, достоверной и непротиворечивой информацией о состоянии недр и недропользовании.

Для этих целей ведется формализация решаемых Роснедра задач в разрезе информационно аналитического обеспечения Роснедр, реализация соответствующего функционала ФГИС «АСЛН» для подготовки массивов данных в формате «analytic ready», реализация инструментов обработки, анализа и обобщения данных.

Благодаря всем проводимым над АСЛН мероприятиям, появляется возможность сформировать и ввести в действие единый реестр объектов учета минерально-сырьевой базы страны, обеспечить с его помощью оперативную взаимосвязанную поддержку выполнения функций управления государственным фондом недр. Фактически это означает изменение подхода в целом к формированию основных государственных информационных ресурсов (Государственный баланс запасов, Государственный кадастр месторождений, Государственный реестр работ по геологическому изучению недр и т.д.).

Портал государственных услуг и функций Роснедр и Личный кабинет недропользователя (далее – ЛКН). В настоящее время портал государственных услуг и функции Роснедр активно используется для оказания государственных услуг и управления государственным имуществом в сфере недропользования.

В составе Портала государственных услуг и функций Роснедр активно развивается функционал и возможности ЛКН:

– получение запросов из ЕПГУ и ЛКН на получение госуслуг Роснедр;

– передача запросов в управления и территориальные органы Роснедр, ответственные за выполнение запрошенной услуги;

– контроль выполнения запросов и услуг в рамках Роснедр;

– передача на ЕПГУ и в ЛКН информации о степени готовности результата.

Личный кабинет недропользователя включает в себя четыре блока.

1. Блок «Услуги и операции», позволяющий пользователю:

– создавать запросы на получение услуг, с автоматическим подключением предустановленных данных (данных о юридическом лице, информации из лицензии и т.д.);

– производить отправку запросов на Портал госуслуг и функций Роснедр, в блок «Выполнение услуг»;

– отслеживать историю получения и обработки заявок специалистами Роснедр и/или территориальных органов.

2. Блок «Лицензирование», позволяющий пользователю:

– подать заявку на получение лицензии;

– получить информацию о всех полученных лицензиях на недропользование, включая основные сведения и статусы;

– создавать и отслеживать заявки в Роснедра по конкретным действующим лицензиям (внесение изменений и дополнений, переоформление и т.п.).

3. Блок «Мониторинг проектных и отчетных документов», позволяющий пользователю:

– контролировать сроки и результаты проведения экспертизы проектов на геологическое изучение недр, экспертизу подсчета запасов и ТЭО кондиций, согласования проектов на разработку;

– получать в электронном виде уведомления о соответствующих результатах и документах.

4. Блок «Формы государственной статистической отчетности», позволяющий пользователю:

– контролировать сроки подачи форм государственной статистической отчетности;

– заполнять в электронном виде сведения по формам государственной статистической отчетности.

В настоящий момент пользователям ЛКН доступны следующие документы и материалы: лицензии на пользование недрами; заключения экспертизы проектной документации на геологическое изучение недр; заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых; протоколы заседаний центральной комиссии и территориальных комиссий по разработке месторождений полезных ископаемых по согласованию технических проектов; данные о наличии (отсутствии) задолженности по представлению форм государственного статистического наблюдения.

В перспективе развития Личного кабинета недропользователя предполагается обеспечить доступность следующих сведений и документов:

– данные о наличии (отсутствии) задолженности по сдаче геологической информации

о недрах в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды;

– данные по внесению регулярных платежей при пользовании недрами;

– данные по внесению разовых платежей задатков за участие в конкурсах и аукционах на право пользования недрами и остатков платежей при наступлении определенных событий;

– данные о рассмотрении заявок, обращений и предложений, поданных пользователем Личного кабинета недропользователя;

– проекты нормативно-правовых актов в сфере недропользования, разрабатываемых с участием Роснедр;

– иной информации в рамках своей компетенции.

Выводы

В среднесрочной перспективе в системе Федерального агентства по недропользованию будут функционировать следующие основные Федеральные государственные информационные системы:

– АСЛН, обеспечивающая Роснедра полным набором актуальных сведений о состоянии ресурсной базы полезных ископаемых и недропользования;

– ЕФГИ, обеспечивающая Роснедра геологической информацией, как вновь производимой, так и ретроспективной, получаемой в процессе пользования недрами;

– Портал государственных услуг и функций Роснедр, реализующий электронное взаимодействие Роснедр с иными федеральными органами исполнительной власти, недропользователями, а также обмен данными между Государственными информационными системами Роснедр.

К настоящему моменту в системе Федерального агентства по недропользованию складывается обстановка, при которой Росгеолфонд приобретает, помимо функций национального архива геологической информации, еще и функции отраслевого информационно-аналитического центра, обеспечивающего Роснедра, учреждения в системе Роснедр, недропользователей, частных лиц актуальной и достоверной информацией о состоянии недр и недропользовании.

Тому способствуют несколько факторов:

– общий вектор, взятый государством, на цифровизацию всех сфер жизни, в том числе выраженный в утверждении государственной программы «цифровой экономики»;

– центральное место среди всех учреждений Роснедр, огромный накопленный архив геологической информации, которым необходимо пользоваться;

– изменение законодательства о недрах, определившее место Росгеолфонда в системе управления фондом недр;

– реализация Росгеолфондом отдельных положений, направленных на перевод деятельности в электронный вид: это и разработка ФГИС «ЕФГИ», и внедрение личного кабинета недропользователя, и строительство собственного центра обработки данных.

Литература

1. Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации». Доступно на: http://base.garant.ru/12148555/ (обращение 16.10.2018).

2. Федеральный закон от 29.06.2015 № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон “О недрах” и отдельные законодательные акты РФ». Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71008406/ (обращение 16.10.2018).

3. Постановление Совета Народных Комиссаров Союза ССР от 27.03.1937 № 517 «О Всесоюзном Геологическом фонде». Доступно на: http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=ESU&n=33147#049202251307337397 (обращение 16.10.2018).

4. Постановление Правительства РФ от 08.06.2011 № 451 «Об инфраструктуре, обеспечивающей информационно-технологическое взаимодействие информационных систем, используемых для предоставления государственных и муниципальных услуг и исполнения государственных и муниципальных функций в электронной форме». Доступно на: http://base.garant.ru/12186739/ (обращение 16.10.2018).

5. Постановление Правительства РФ от 06.06.2015 № 676 «О требованиях к порядку создания, развития, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации государственных информационных систем и дальнейшего хранения содержащейся в их базах данных информации». Доступно на: http://base.garant.ru/71120998/ (обращение 16.10.2018).

6. Постановление Правительства РФ от 16.11.2015 № 1236 «Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд». Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71152170/ (обращение 16.10.2018).

7. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии России от 24.10.2016 № 555 «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 РФ по видам пользования недрами и видам полезных ископаемых». Доступно на: http://docs.cntd.ru/document/420382266 (обращение 16.10.2018).

UDC 004;553

D.B. Arakcheev, PhD, Director General of FSBI "Rosgeolfond"[1], DArakcheev@rfgf.ru
E.M. Yuon, PhD, Deputy Director General of FSBI "Rosgeolfond"[1], EYuon@rfgf.ru
[1]FSBI "Russian Federal Geological Fund". 38 3rd Magistralnaya str., Moscow, 125993, Russia.

ROSGEOLFOND: from Archive to Digital Subsurface Management

Abstract. The article describes the new initiatives of Federal agency for subsurface use, realized by Rosgeolfond, which are intended to upgrade the current system of collecting, storing and distributing of geological data, including physical samples, mainly for needs of subsurface management. The leading direction is to increase the efficiency of data providing due to implementation of the concept of digital subsurface management.

Keywords: "Rosgeolfond"; ASLN; EFGI; digital subsurface management; geological information; information environment for subsurface use.

References

1. *Federal'nyi zakon ot 27.07.2006 № 149-FZ «Ob informatsii, informatsionnykh tekhnologiiakh i o zashchite informatsii»* [Federal Law of 27.07.2006 No. 149-Ф3 "On Information, Information Technologies and on Protection of Information"]. Avialable at: http://base.garant.ru/12148555/ (accessed 16 October 2018).
2. *Federal'nyi zakon ot 29.06.2015 № 205-FZ «O vnesenii izmenenii v Zakon "O nedrakh" i otdel'nye zakonodatel'nye akty RF»* [Federal Law of 29.06.2015 No. 205-Ф3 "On Amendments to the Law" On Subsoil "and Certain Legislative Acts of the Russian Federation"]. Avialable at: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71008406/ (accessed 16 October 2018).
3. *Postanovlenie Soveta Narodnykh Komissarov Soiuza SSR ot 27.03.1937 № 517 «O Vsesoiuznom Geologicheskom fonde»* [Resolution of the Council of People's Commissars of the USSR of 03.27.1937 No. 517 "On the All-Union Geological Fund"]. Avialable at: http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=ESU&n=33147#049202251307337397 (accessed 16 October 2018).
4. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 08.06.2011 № 451 «Ob infrastrukture, obespechivaiushchei informatsionno-tekhnologicheskoe vzaimodeistvie informatsionnykh sistem, ispol'zuemykh dlia predostavleniia gosudarstvennykh i munitsipal'nykh uslug i ispolneniia gosudarstvennykh i munitsipal'nykh funktsii v elektronnoi forme»* [Decree of the Government of the Russian Federation of 08.06.2011 No. 451 "On the infrastructure providing information technology cooperation of information systems used for providing state and municipal services and executing state and municipal functions in electronic form".]. Avialable at: http://base.garant.ru/12186739/ (accessed 16 October 2018).
5. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 06.06.2015 № 676 «O trebovaniiakh k poriadku sozdaniia, razvitiia, vvoda v ekspluatatsiiu, ekspluatatsii i vyvoda iz ekspluatatsii gosudarstvennykh informatsionnykh sistem i dal'neishego khraneniia soderzhashcheisia v ikh bazakh dannykh informatsii»* [Resolution of the Government of the Russian Federation of 06.06.2015 No. 676 "On the requirements for the order of creation, development, commissioning, operation and decommissioning of state information systems and further storage of information contained in their databases".]. Avialable at: http://base.garant.ru/71120998/ (accessed 16 October 2018).
6. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 16.11.2015 № 1236 «Ob ustanovlenii zapreta na dopusk programmnogo obespecheniia, proiskhodiashchego iz inostrannykh gosudarstv, dlia tselei osushchestvleniia zakupok dlia obespecheniia gosudarstvennykh i munitsipal'nykh nuzhd»* [Decree of the Government of the Russian Federation of November 16, 2015 No. 1236 "On the establishment of a ban on the admission of software originating from foreign countries for the purpose of procurement for state and municipal needs]. Avialable at: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71152170/ (accessed 16 October 2018).
7. *Prikaz Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossii ot 24.10.2016 № 555 «Ob utverzhdenii 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 RF po vidam pol'zovaniia nedrami i vidam poleznykh iskopaemykh»* [Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of Russia of October 24, 2016 No. 555 "On Approval of the Lists of Primary Geological Information about Subsoil and Interpreted Geological Information about Subsoil Submitted by a Subsoil User to the Federal Fund of Geological Information and Its Territorial Funds, Funds of Geological Information of Subjects of the Russian Federation by Type of Use bowels and types of minerals "]. Avialable at: http://docs.cntd.ru/document/420382266 (accessed 16 October 2018).

УДК 004;553

А.С. Бочков
канд. техн. наук
ПАО «Газпром нефть»[1]
начальник департамента технологического развития и цифровой трансформации ГРР
info@gazprom-neft.ru

Приоритеты цифровой трансформации в геологоразведке на примере ПАО «Газпром нефть»

[1]Россия, 190000, Санкт–Петербург, ул. Почтамтская, 3–5.

В блоке разведке и добыче ПАО «Газпром нефть» под цифровизацией понимается применение прорывных технологий, трансформирующих операционные процессы и бизнес-модели за счет новых форматов взаимодействия и принятия решений. К таким технологиям относятся применение продвинутой аналитики, искусственного интеллекта, мобильных и носимых устройств, роботизации и интеграционных технологических платформ

Ключевые слова: цифровые технологии; big data; интернет вещей; нелинейный рост объема информации; цифровые инициативы

Сегодня развитие технологий Индустрии 4.0 получает все большее отражение в повестке самых различных отраслей. Многие смежные нефтяной промышленности индустрии, использующие возможности цифровой трансформации, осуществили качественный скачок в создании собственной стоимости и в изменении бизнес-модели. Капитализация ТОП-5 компаний в этом качестве составляет уже более полумиллиарда долларов. Для нефтегазовой отрасли цифровые технологии сейчас все чаще рассматриваются сквозь призму дополнительных возможностей по оптимизации бизнес процессов, предикативной аналитики работы нефтепромыслового оборудования и др.

Новые вызовы геологоразведки требуют кросс-функционального подхода и проактивной работы с технологиями. Сегодня геологоразведка – это уже не только планомерный прирост геологических запасов, это и подтверждение рентабельности последующей разработки, работа с динамическими параметрами залежей, а также новые технологии, цифровизация, ускорение процессов. Эффективность геологоразведки и последующей разработки пласта зависит от большого числа факторов: корректности оценки геологической модели объекта, эффективности методов воздействия на пласт, оперативности принятия решений во время бурения, исследований и испытаний и т.д. В условиях низких цен на нефть необходимо не только обеспечить физическое извлечение углеводородов, но и сохранить рентабельность проекта.

Тем не менее, информации становится все больше, запасы становятся сложнее, поэтому компании вынуждены совершенствовать методы извлечения информации из доступных данных, искать новые возможности для применения методов машинного обучения, искусствен-

ного интеллекта, применять такие технологии как Интернет вещей (*Internet of Things*, *IoT*), цифровые двойники, машинное обучение, роботизация. В борьбе за эффективность разведки и последующей разработки на каждом этапе помогают различные инструменты: анализ информации на основе *Big Data*, подбор наиболее оптимальных технологий, использование интеллектуальных инструментов операционного контроля полевых операций. На примере Газпром нефти можно проследить тенденции в нелинейном изменении характеристик, с которыми работают геологи и инженеры – с переходом активного бурения в краевые зоны качество запасов ухудшилось более чем в три раза, доля высокотехнологичного бурения увеличилась в 4 раза, кратно увеличилась длина горизонтальных скважин и количество стадий ГРП.

Сама по себе тема цифровых технологий не нова, в разведке и добыче уже очень давно используются продвинутые методы обработки и интерпретации больших объемов геолого-геофизических данных. Специалисты компании «Газпром нефть» уже 10 лет занимаются разработкой программного обеспечения и цифровых технологий, которые позволяют эффективно проектировать и управлять разработкой наших месторождений. Более 5 лет успешно реализуется программа разработки цифровых решений «ЭРА» (электронная разработка активов), в рамках которой создаются цифровые решения по всей цепочки формирования стоимости. Тем не менее, при более глубоком погружении в потенциал цифровых технологий применительно к сегменту разведки и добычи, анализе аналогов в смежных отраслях и более критичному подходу к текущему бизнес-процессу можно оценить реальный потенциал, существенно увеличить обоснованность принимаемых решений, оптимизировать сократить текущую длительность ГРР и затраты, внедрить проактивные инструменты управления производственными процессами. Как развитие технологии при приближении к зрелому уровню замедляется, переходя в процессы стандартизации и бережливого производства, так и прорывное развитие возможно, если на основе зрелого процесса заранее формируются и тестируются новые гипотезы, способные дать нелинейно больший эффект.

Технологии ГРР, внедренные за последние года в Газпром нефти, позволили выстроить полную цепочку создания стоимости, кратно повысив качество и стоимость приращиваемой ресурсной базы. Процесс был декомпозирован, и по каждому направлению идет работа. Нужно отметить, что в этой цепочке уже были цифровые проекты – симуляторы и рабочие места РОСТ, ВЕГА, ГеоМэйт и др. Продукты превращаются в портфель возможностей, и закономерно встает вопрос, каким образом и по каким принципам им управлять. Для следующего шага в качестве нового источника эффективности компания рассматривает возможности развития и внедрения цифровых технологий.

В блоке разведке и добыче ПАО «Газпром нефть» под цифровизацией понимается применение прорывных технологий, трансформирующих операционные процессы и бизнес-модели за счет новых форматов взаимодействия и принятия решений. К таким технологиям относятся применение продвинутой аналитики, искусственного интеллекта, мобильных и носимых устройств, роботизации и интеграционных технологических платформ. Отдельно, сама по себе цифровая стратегия смысла не имеет, если

Рис. 1.
Характеристики данных геологоразведки

Рис. 2.
Увеличение объема накапливаемых данных

она не связана с решением конкретных бизнес-задач.

Данные геологоразведки – и есть *Big Data*, поскольку обладают конкретными признаками – разнородностью, объемом, длительностью обработки. Как правило, именно такие сложные данные и обладают наибольшим потенциалом.

При этом информация – основа качественных решений – экспоненциально увеличивается, особенно в геологии – появляются более качественные и разрешенные методы сейсморазведки, новые методы исследований скважин, керна и т.д. Основной объем данных, на которых основываются последующие решения, генерируется с первых дней жизни актива. Если идти глубже – то основой принятия решений, на основе которых строятся все последующие выводы, являются данные и, в особенности, первичные данные – поле, скважинная информация, керн и т.д. Нелинейный рост объема данных увеличивает разрыв между возможностями обработки и извлечения полезной информации.

Это означает, что необходим проактивный поиск новых технологий обработки, интерпретации, комплексирования и осмысления этой информации.

В целом следует отметить, что в вопросах цифровизации нефтяная отрасль, как правило, концентрируется на оптимизации активов на стадии эксплуатации и добычи. Однако, на наш взгляд, крайне важна фокусировка на применении цифровых технологий на ранних этапах работы с активами, когда создается максимальная стоимость, но неопределенности по геологическим объектам еще слишком велики, и принятие качественных решений носит критический характер. В таком случае работа с большим потоком геолого-геофизической и технологической информации может быть интегрирована с современными цифровыми решениями, такими как искусственный интеллект, работа с большими данными и Интернет вещей.

Геологоразведка во многом зависит от интерпретации полученных данных, от скорости и качества решений, которые принимает геолог по всей цепочке создания стоимости на этапе геологоразведки. В связи с этим специалисту необходимы вычислительные технологии, которые позволят взять на себя большой пласт работ – автоматизировать элементы ручного труда, найти сложные неявные связи между параметрами, подобрать комплексные аналоги для снижения неопределенностей. В этом смысле таким вычислительным ядром является проект по разработке когнитивных технологий анализа геологических данных. Речь идет о системе поддержки принятия решений в ГРР, основанной на технологиях искусственного интеллекта, машинного обучения и интеллектуального озера данных. Ведь, если критично посмотреть на текущий бизнес-процесс, то данные проходят определенную цепочку, от сбора данных и до моделирования и принятия решений. И поскольку информация передается от специалиста к специалисту, она каждый раз упрощается и редуцируется. При этом объем геологических деталей настолько огромен, что его физически трудно удержать, используя ресурс одного человека.

В Газпром нефти портфель цифровых возможностей был синхронизирован с элементами создания стоимости в геологоразведки, для того, чтобы максимально эффективно поддержать работу геологов. В качестве основных рычагов повышения эффективности были сформулированы тезисы создания дополнительной стоимости на основе данных (условный руб/байт), гибкая и быстро адаптирующаяся к изменениям организация, создание открытой информационной среды для свободной и эффективной коммуникации с партнерами, подрядчиками, института-

Рис. 3.
Создание стоимости актива на ранних стадиях

ми, государственными органами и т.д., развитие принципиально новых бизнес-моделей внутри и за пределами текущей цепочки создания стоимости.

Большинство цифровых инициатив включает комбинацию цифровых решений, организационных и технологических изменений. Успешность внедрения цифровых инициатив достигается при комбинации с изменениями в области ИТ, организации и технологий. При проработке и оценке цифровых инициатив требуется включить необходимые изменения по данным направлениям. Подтверждение потенциала таких технологий приходит из реализуемых пилотных проектов. К примеру, машинное обучение позволило сократить время на анализ шлифов с дней до минут, более чем двукратно оптимизировать время рутинных работ при интерпретации сейсморазведки, в десятки раз увеличить скорость интерпретации ГИС, при этом находить интервалы, которые по неявным признакам классифицируются как потенциально нефтеносные. Обобщив существующие барьеры повышения эффективности в нефтегазовых компаниях, их можно свести к следующим группам – длительные сроки обработки и интерпретации данных, низкая эффективность утилизации данных (< 10%), 90% ручных операций – рутинные трудозатраты, риск потери знаний. На решение этих задач и должен быть нацелен набор потенциальных технологических возможностей.

Особенность любого портфеля цифровых инициатив в том, что он актуален здесь и сейчас, а завтра может потенциально устареть. Портфель цифровых решений должен быть гибким, нацеленным на получение конкретных результатов, которые повысят стоимость проектов в компании. Поэтому вопрос не в количестве инициатив, а в способности команд быстро собираться, обсуждать и отфильтровывать неэффективные проекты, если они не подходят для решения бизнес-задачи. Неэффективные проекты не должны зависать на определенных стадиях, очень важно соблюдать динамику. В связи с этим большое значение имеют организационные принципы поддержки реализации цифровых инициатив – проработка портфеля проектов, организационных ролей, новых компетенций, изменение культуры взаимодействия в командах и ускорение создание цепочки ценности, апробация подходов на пилотных проектах, плоские самоорганизующиеся структуры команд.

Можно ли применять подходы гибкой продуктовой разработки к развитию технологий геологоразведки? Определенно – да. Принципы раннего вовлечения экспертов, работа в мультифункциональных командах – те форматы, которые традиционно являются сильными сторонами работы при построении геологических моделей. Усиление акцента на поиске дополнительных возможностей внедрения ИТ технологий, вовлечение цифровых компетенций, фокусировка на создании ценности, вовлечение активов – дополнительные возможности, привнесенные подходами гибкой разработки *Scrum*.

Адаптированные для нефтяной индустрии форматы гибкой разработки цифровых технологий внедряются в Газпром нефти при создании новых продуктов, их прототипировании и тиражировании.

Для получения масштабируемого результата необходимо критическое количество специалистов внутри компании, которые могли бы инициировать изменение процессов и внедрение таких технологий. Как следствие этому, важно и развитие компетенций, связанных с пониманием возможностей цифровых технологий Индустрии 4.0. Для этого в компании расширена существующая модель компетенций на 4 направления: *Agile* (программы обучения, направленные на

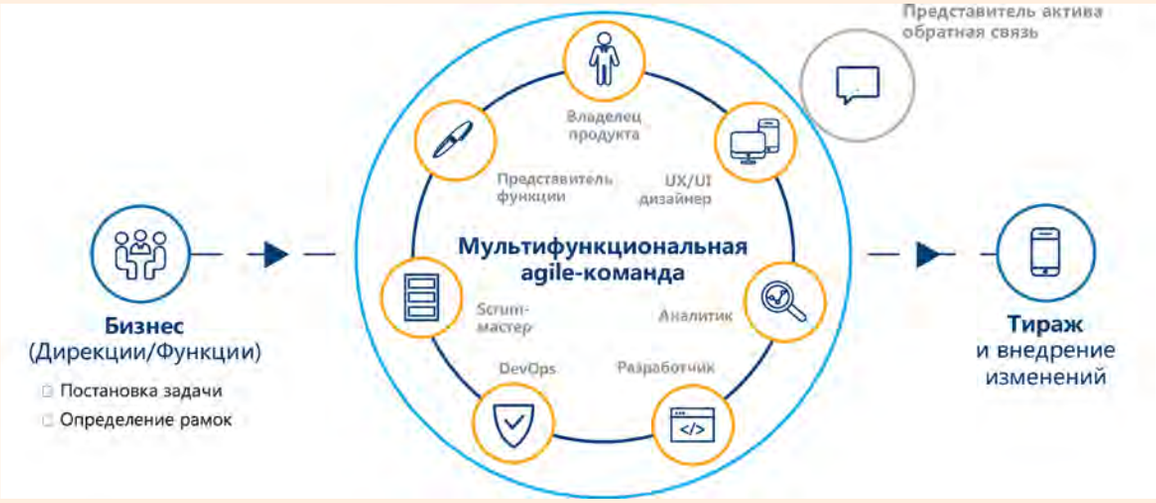


Рис. 4.
Мультифункциональная agile-команда

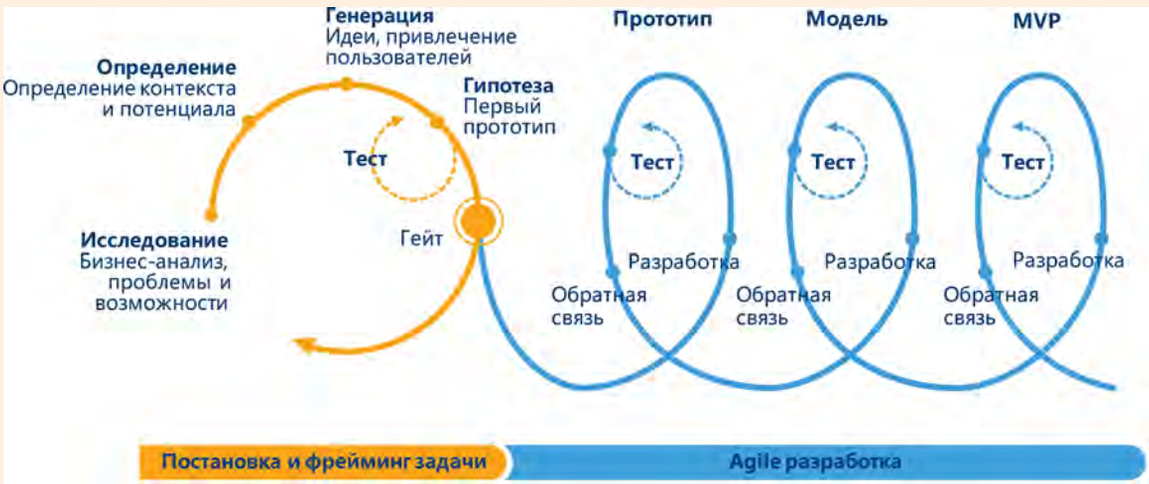
гибкость и повышение культуры, подход *Fail fast*, понимание организационных возможностей, организация новых форматов выполнения проектов, формирование и работа в плоских кросс-функциональных командах), «Цифровизация процессов» (понимание возможностей оптимизации текущих бизнес-процессов, понимание инструментов оптимизации, привлечение опыта аналогов), «Продвинутая аналитика» (извлечение информации из существующих данных, интеграция данных в процессы принятия решений, опыт смежных индустрий) и разработанная совместно со Сколтехом образовательная программа «Индустрия 4.0 для разведки и добычи» (единое понимание возможностей цифровых технологий и технологий Индустрии 4.0, их роль в цифровой трансформации компании, практические примеры использования технологий Индустрии 4.0).

В этих условиях очень ценно распространение опыта и знаний среди сотрудников для потенциальной «примерки» цифровых технологий к своим текущим задачам и вызовам. С этой целью мы разработали специальный цифровой раздел в системе распространения знаний – это общая рабочая площадка, доступная каждому сотруднику компании, на которой собрана информация по нашим текущим проектам. На портале предусмотрена возможность внести инициативу и предложить идею для обсуждения.

Такие форматы работы позволяют достаточно оперативно тестировать, оперативно получать обратную связь и внедрять инструменты поддержки принятия решений в ГРР на всех уровнях иерархии – от управления портфелем геологоразведочных опций, до проактивного мониторинга полевых работ.

Если говорить о геологоразведке, то так исторически сложилось, что в нашем направлении самые объемные и неструктурированные данные: они разнонаправлены, их очень много и обновляются они каждый день. С одной стороны, их осмысление – огромный вызов, но в то же время это же дает нам мощный потенциал для формирования структурированной системы обработки информации. Например, каждый день

Рис. 5.
Цикл гибкой разработки



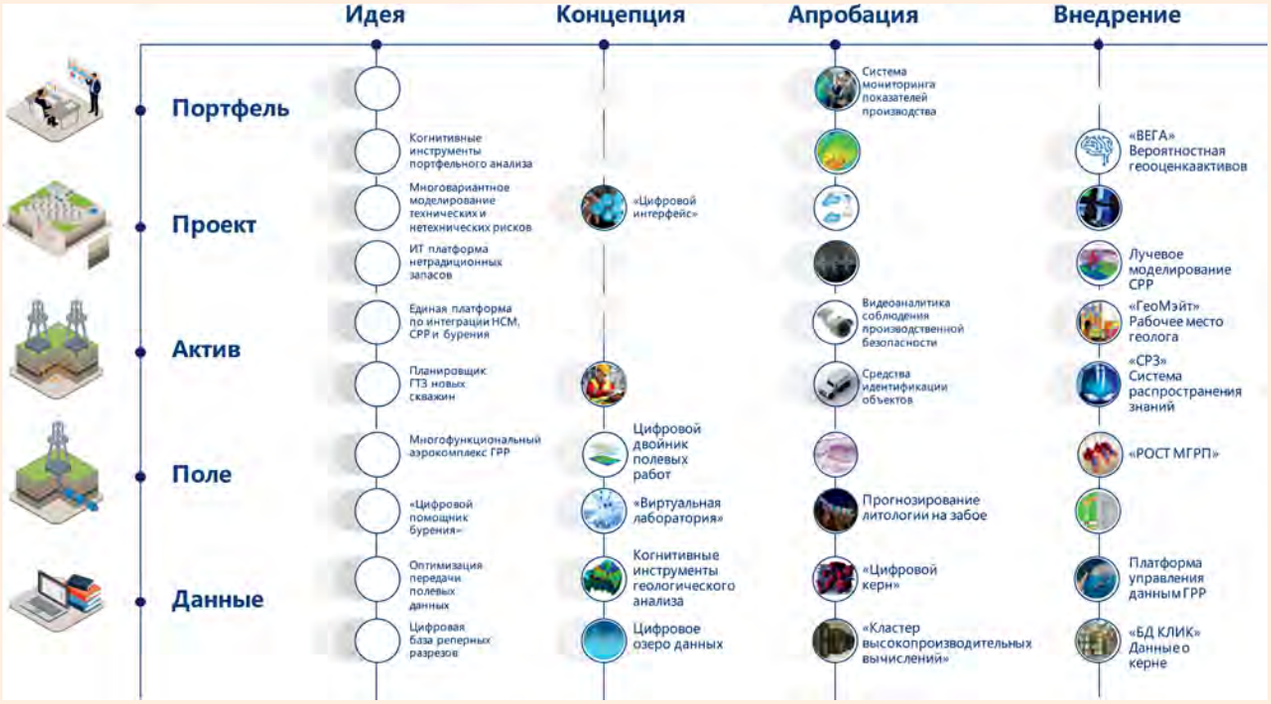


Рис. 6.
Портфель реализуемых цифровых проектов по геологическому направления в ПАО «Газпром нефть»

только в Научно-техническом центре Газпром нефти производится огромный объем информации, продуктов интеллектуальной обработки. Совокупный объем базы данных содержит более 300 тыс. уникальных отчетов и элементов данных. Кроме того, как говорилось выше, мы наблюдаем нелинейный рост данных, связанный с повышением детальности исследований. Просто перечислив эти вызовы, можно убедиться, что работа предстоит очень обширная. На данный момент доля рутинных действий по типовым процессам ГРР доходит до 70–80%: ручная работа и большое значение человеческого фактора при интерпретации данных, последовательный цикл подготовки решений, возможность использовать в анализе в основном простые линейные связи (ввиду большого объема данных), потеря информации при транзакциях данных, при этом их восстановление при анализе уровня уверенности в прогнозе и решениях происходит точечно, а не блоками, недостаточная проработка альтернативных решений, низкий уровень хранения мета-данных, разнородность и разобщенность данных, экспертное знание слабо формализовано, недостаточная интеграция данных. Вопросов, требующих решений, много. Но мы видим в этом не трудности, а высокий потенциал. И в этих условиях важны максимально открытые форматы работы, интеграции данных и опыта, полученного в разных компаниях, для того, чтобы наиболее эффективно превращать имеющиеся знания в инструменты развития, обучения алгоритмов, снижения издержек при обмене информации.

UDC 004;553

A.S. Bochkov, PhD, Head of the Department of Technological Development and Digital Transformation Geological Exploration, Gazprom Neft PAO1, info@gazprom–neft.ru.

[1]3–5 Pochtamtskaya str., St. Petersburg, 190000, Russia.

Priorities of Digital Transformation in Geological Exploration on the Example of PAO Gazprom Neft

Abstract. In the exploration and production unit of PAO Gazprom Neft, digitalization refers to the use of breakthrough technologies transforming operational processes and business models through new interaction formats and decision–making. These technologies include the use of advanced analytics, artificial intelligence, mobile and wearable devices, robotization and integration technology platforms.

Keywords: digital technology; big data; Internet of Things; non–linear growth of information; digital initiatives.

УДК 004;553

В.Я. Шкловер
ООО «Системы для микроскопии и анализа»[1]
директор

Н.А. Артемов
ООО «Системы для микроскопии и анализа»[1]
ведущий геолог

И.Г. Марясев
ООО «Системы для микроскопии и анализа»[1]
руководитель группы геологических исследований

Т.Г. Дмитриева
канд. физ-мат. наук
ООО «Системы для микроскопии и анализа»[1]
руководитель сектора 3D-микроскопии

А.Ю. Рашковский
канд. физ-мат. наук
ООО «Системы для микроскопии и анализа»[1]
ведущий эксперт
rashkovskiy@microscop.ru

В.А. Карпов
канд. геол.-мин. наук
заслуженный геолог РФ
эксперт ГКЗ
журнал «Недропользование XXI век»[2]
член редакционной коллегии
valkarp@yandex.ru

Технология анализа и цифрового моделирования керна как составляющая часть инфраструктуры «цифрового месторождения». От геологоразведки до промышленной эксплуатации

[1]Россия, 121353, Москва, Сколковское ш., 45, офис 20.
[2]Россия, 115054, Москва, Большой Строченовский пер., 7, офис 509.

В статье рассматриваются аспекты применения и место технологии «Цифровой керн» в решении задач современного цикла ГРР, добычи углеводородов и твердых полезных ископаемых. Рассматриваются составные части аппаратно-методического комплекса и программные средства, приводятся ключевые результаты, которые возможно применять для принятия информированных решений в ходе разработки методов увеличения нефтеотдачи и повышения извлекаемости из пород с рассеянным ОВ и ТПИ

Ключевые слова: цифровой керн; ТПИ; ТрИЗ; цифровое месторождение; технологическая карта

Развитие современной экономики сопровождается продолжением роста спроса на энергоносители и сырье для его дальнейшей высокотехнологичной переработки. В условиях современного перехода на новый технологический уклад Индустрия 4.0 особую роль приобретает цифровизация всех технологических процессов, в том числе и тех, что опираются на традиционные физические активы.

Ключевые задачи «Цифровой энергетики» направлены на оптимизацию производственной цепочки от разведки и добычи полезных ископаемых до поставки энергии потребителю. При этом необходимо не только сохранять уровень добычи, но и постоянно повышать маржинальность и снижать затраты при переработке нефти и газа, а также добыче и переработке твердых полезных ископаемых. В связи с этим особую роль приобретает развитие мер государственной поддержки центров компетенций, формирование программ по подготовке и переподготовке кадров для создания полноценной инфраструктуры, таких как «Цифровое месторождение», «Цифровая шахта» и «Цифровой карьер». В рамках данной инфраструктуры ведущие системообразующие компании России [5], представители научно-исследовательских организаций и передовых бизнес-структур создают платформы для сбора, обработки и использования «больших данных», которые должны представлять единое для участников решение с открытым *API*, обеспечивающим защищенность обмена данными [1, 2]. Выделение блока ГРР в программе цифрового месторождения в отдельное направление обусловлено как необходимостью повышения коэффициента извлечения нефти и уровня добычи ТПИ при снижении операционных затрат, так и повышением скорости и качества обмена данными для принятия управленческих решений в цифровой форме. В связи с этим требуется создание единого рабочего процесса «Цифровой керн», так называемого *Workflow*, которое бы привело к повышению эффективности исследовательского цикла ГРР и сокращению сроков возврата инвестиций. На сегодняшний день получение исчерпывающих массивов данных о вмещающей породе непредставимо без привлечения новейших методик анализа и уточнения данных по запасам и извлекаемости полезных ископаемых. В современной добывающей промышленности возникают вопросы о целесообразности применения и прогнозирования прибыли при использовании тех или иных методов извлечения сырья, при добыче УВ и ТПИ [2, 3].

В установившейся на сегодняшний день тенденции увеличения спроса на нефть и драгоценные металлы наиважнейшим является своевременное получение информации для планирования мероприятий по повышению коэффициента нефтеоотдачи и извлекаемости твердых полезных ископаемых.

Жесткое экологическое законодательство диктует сокращение применения токсичных химических веществ, которыми могут выступать ПАВ, неразлагаемые полимерные материалы, кислоты, участвующие как в процессе бурения скважины, так и в процессе третичных методов воздействия на пласт для повышения КИН. В связи с этим важную роль играет возможность проведения виртуальных экспериментов по воздействию на породу.

Проведение работ в тяжелых климатических условиях требует максимального сокращения простоев буровых установок и неэффективного пребывания персонала «в поле», что также достигается ускорением ГРР и сокращением сроков запуска в эксплуатацию скважин и рудников.

Активное инвестирование крупными добывающими компаниями в цифровые технологии на всех стадиях от разведки до доставки полезных ископаемых приводит лидеров рынка к переходу к «Цифровой компании». «Цифровая компания» подразумевает наличие физических активов, в том числе аппаратных и программных решений.

По нашему мнению, «Цифровой керн» – это совокупность данных об объемной структуре породы, элементном, химическом и минеральном составе ее компонентов: пустотном пространстве, органическом веществе, рудных и драгоценных металлов, совмещенная на различных масштабах от метров – до нанометров, а также результатов компьютерной обработки трехмерных моделей внутреннего строения образцов и моделирования физических свойств с привязкой получаемых данных к ГИС и ГТИ.

Технология цифрового моделирования керна отвечает на три основных вопроса:

– о наличии запасов УВ и ТПИ и их локализации в породе;

– о количестве запасов, потенциальном объеме и эффективности добычи УВ и ТПИ;

– об экономической рентабельности и методах, которые возможно применить для повышения уровня добычи на существующих или разрабатываемых месторождениях.

Сегодня непрерывно происходит разведка и поиск принципиально новых источников УВ, месторождений драгоценных и редкоземельных металлов. Так перспективными считаются месторождения, где полезные ископаемые локализованы в областях с характерными размерами менее одного микрона (баженовская свита [6,

7], Бодайбинский рудный район [9]). Традиционные эксперименты по анализу и лабораторному извлечению полезных ископаемых зачастую не отвечают на вопрос о месторасположении ценного сырья в породе, ассоциированности его к каким-либо структурным компонентам либо пустотам [13].

Так, например, тенденция развития методов геологоразведки и переработки руд благородных металлов предъявляет все более высокие требования к качеству, точности и скорости получения информации о породе для принятия информированного решения о наличии запасов коренных и россыпных месторождений, форме нахождения золота, платины, РЗМ и других драгоценных металлов в породе (свободного и рассеянного), а также характере распределения примесей.

Важным параметром, требующим постоянного уточнения, является степень извлекаемости металлосодержащих компонентов при различных методах обогащения, возможность получения полезного компонента из хвостов месторождений, контроль и корректировка технологического процесса переработки руды. Внедрение в технологический процесс методов инструментального анализа, позволяющих решить эти задачи, ведет к сокращению сроков возврата инвестиций в сложные, дорогостоящие проекты по разведке и апробации добычи на новых и существующих месторождениях.

Внедрение в практику новых физических методов анализа по технологии «Цифрой керн» ведет к повышению точности оценки запасов твердых полезных ископаемых, предъявляя более высокие требования к инженерной инфраструктуре и квалификации персонала.

Сокращение временных издержек на исследовательский цикл работ в процессе планирования ГТР требует получения точных результатов по оценке наличия и потенциальных затратах на извлечение ПИ в кратчайшие сроки. Кроме того, требуется применение комплексного подхода к исследованию не только одного пласта, интервала, но и одного образца породы.

Представляется, что переход к активному освоению ТрИЗ УВ сопряжен с необходимостью смены традиционных представлений на генезис природных резервуаров УВ. К примеру, до сих пор нет однозначной модели строения ловушек УВ в баженовской свите. Как известно, традиционный тип природного резервуара УВ обладает свойством сплошности развития как породы, так и флюида в коллекторе и может быть представлен в виде привычной для всех системы «флюид в породе». Природный резервуар в баженитах отличается прерывистостью породы и сплошностью флюида в коллекторской его части, образует здесь систему «порода во флюиде» и поэтому обладает инвертным характером [20]. Другая проблема, до сих пор ждущая своего решения, относится к доюрским образованиям Западной Сибири, где геометризация ловушек остается проблемной, хотя этот комплекс пород признан регионально нефтегазоперспективным [21].

В нефтепромысловой практике можно найти немало фактов, не укладывающихся в обычные представления о геологическом строении и нефтегазоносности конкретного региона. Например:

– получение притоков пластовой воды при испытании явно нефтеносного пласта по керну и данным ГИС (при доказанном отсутствии заколонных и межпластовых перетоков флюидов);

– получение притоков безводной нефти из низкоомных пластов, не связанных с вторичной минерализацией;

–получение притоков высоковязкой нефти (в виде нетекучей массы, выпадающей из труб при испытании скважины), которая после обработки бензином прямо на скважине распадается на подвижную нефть и пластовую воду;

– отсутствие притоков при испытании явно нефтенасыщенных пород-коллекторов (по керну и ГИС), не связанное с низким качеством первичного вскрытия пласта, при отсутствии скин-эффекта.

Все перечисленное каждый исследователь в отдельности толкует по-своему и вне общей увязки. Необходимость последней заставляет предположить следующее: все они обязаны развитию в недрах в немалых масштабах скоплений нефти в виде эмульсий различного состава и различной продолжительности существования, наличию (палео)эмульсионных залежей [23].

Есть у этих трех самостоятельных направлений одно объединяющее свойство – приуроченность к активным разломам. Эти приразломные скопления УВ контролируются тектонитами – горными массами обломочного сложения, образованными в результате дробления исходных пород при их механических перемещениях в связи с образованием разрывных нарушений земной коры. Эти скопления приурочены к особому типу ловушек УВ, – к тектонозависимым, главным признаком которых является одновременное их образование и заполнение в последнюю фазу активизации разлома.

Для природных резервуаров УВ, формирующихся в условиях активного разлома, характерны существенные генетические отличия:

– традиционные представления о коллекторах и покрышках могут быть неприемлемыми, т.к. под влиянием тектонической переработки (и сопутствующих вторичных процессов)

бывшие покрышки (глины, плотные разности терригенных и карбонатных пород) становятся коллекторами, а песчаники, карбонаты и прочие коллекторосодержащие комплексы по этой же причине в сочетании с процессами вторичного минералообразования превращаются в покрышки;

– размеры и геометрия скопления УВ определяются, главным образом, масштабами емкостного пространства;

– при значительной высоте и малой ширине залежи последняя имеет в общем случае большую протяженность, т.е. ей присущ линеаментный вид, коррелируемый с контролирующим разломом, либо изометрическую форму, подчиненную узлу пересечения разломов [24].

Понятно, что для обнаружения таких скоплений УВ необходимо применение соответствующей методики нефтегазопоисковых работ, обязательным элементом которой должна быть технология «Цифровой керн».

По данным консалтинговой фирмы *McKinsey & Company*, возможности автоматизации с максимальной эффективностью для разведки и добычи могут быть применены в производственных операциях; в частности, для оптимизации производства в реальном времени, оптимизации потока, автоматизации непрерывных процессов и профилактического обслуживания. Поэтому оцифровка нефтяного месторождения сейчас является важнейшим аспектом развития отрасти. [8]

Технология «Цифровой керн» открывает возможность работать не с физическим образцом, который может разрушаться или оказаться поврежденным, а с цифровым образом (3D-моделью) реального физического объекта для проведения количественного анализа содержания ПИ, оценки связанности пор, проницаемости и проводить эксперименты по воздействию без разрушения физического образца.

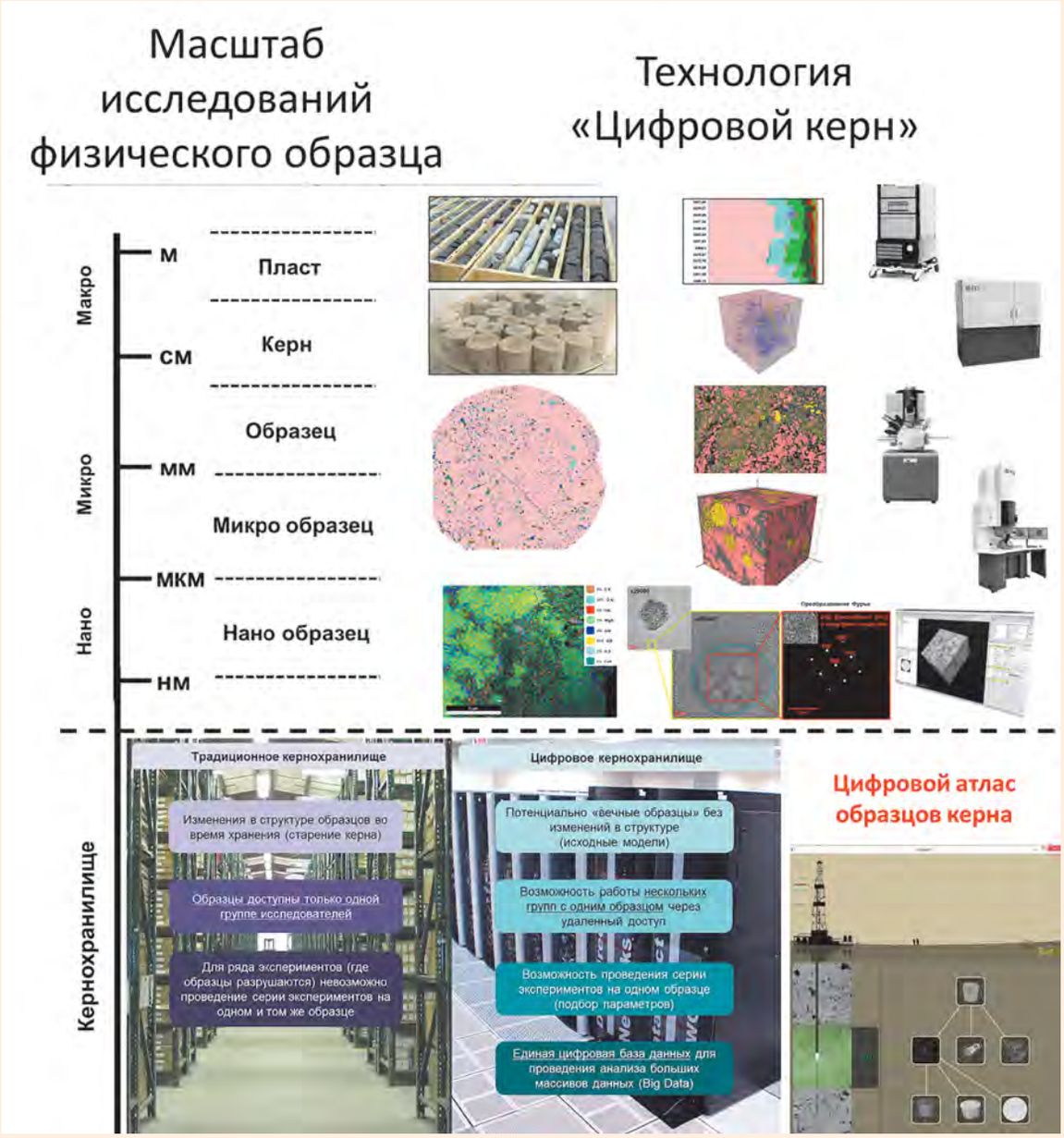
В мире пилотные работы по «Цифровому керну» проводятся с конца 90-х годов прошлого века [10, 11]. Это относительно новый метод, получивший активное развитие и в России. По данным *Society of Core Analysts* [12], с каждым годом происходит увеличение количества научных публикаций и исследовательских работ по тематике исследования нефтегазовых образцов, которые включают в себя частично, или полностью, элементы и составные части решения, которое принято называть «Цифровым моделированием керна». Наряду с этим отмечается лавинообразное поглощение мелких компаний более крупными игроками на рынке, например, покупка *Ingrain* компанией *Haliburton*

Рис. 1.
«Цифровой керн» в научных публикациях по тематике исследования нефтегазовых пород

в 2017 г. и *Lithicon* компанией *FEI* (ныне часть *ThermoFisher Scientific*) в 2014 г.

Технология «Цифровой керн» во многих случаях оказывается точнее традиционных методов исследований (изучение шлифов и получение физических свойств породы в лабораторных условиях), а иногда становится единственным способом оценки внутреннего строения и свойств породы, позволяя получать достоверную информацию при уменьшении влияния человеческого фактора (субъективность, уровень подготовки и т.п.) и упрощая процедуры подготовки проб, например, выбуривания образцов из слабосцементированных пород, измельчения проб, спекания и т.д. В случае, например, пористости неконсолидированных образцов (глинистых опок) применение технологии «Цифровой керн» является единственно возможным методом для оценки нанопористости, что позволяет уточнить количество газа в породах данного типа. При этом, как видно из ***рис. 2***, именно совмещение данных об объемном распределении микрокомпонент структуры, минеральном составе и тонких структурных исследований нанопористости позволяет существенно уточнить кар-

Рис. 2.
Составные части и мультимасштабный подход к накоплению информации о породе, используемый в технологии «Цифровой керн». Место цифрового кернохранилища и цифрового атласа образцов в анализе данных «Цифрового керна»



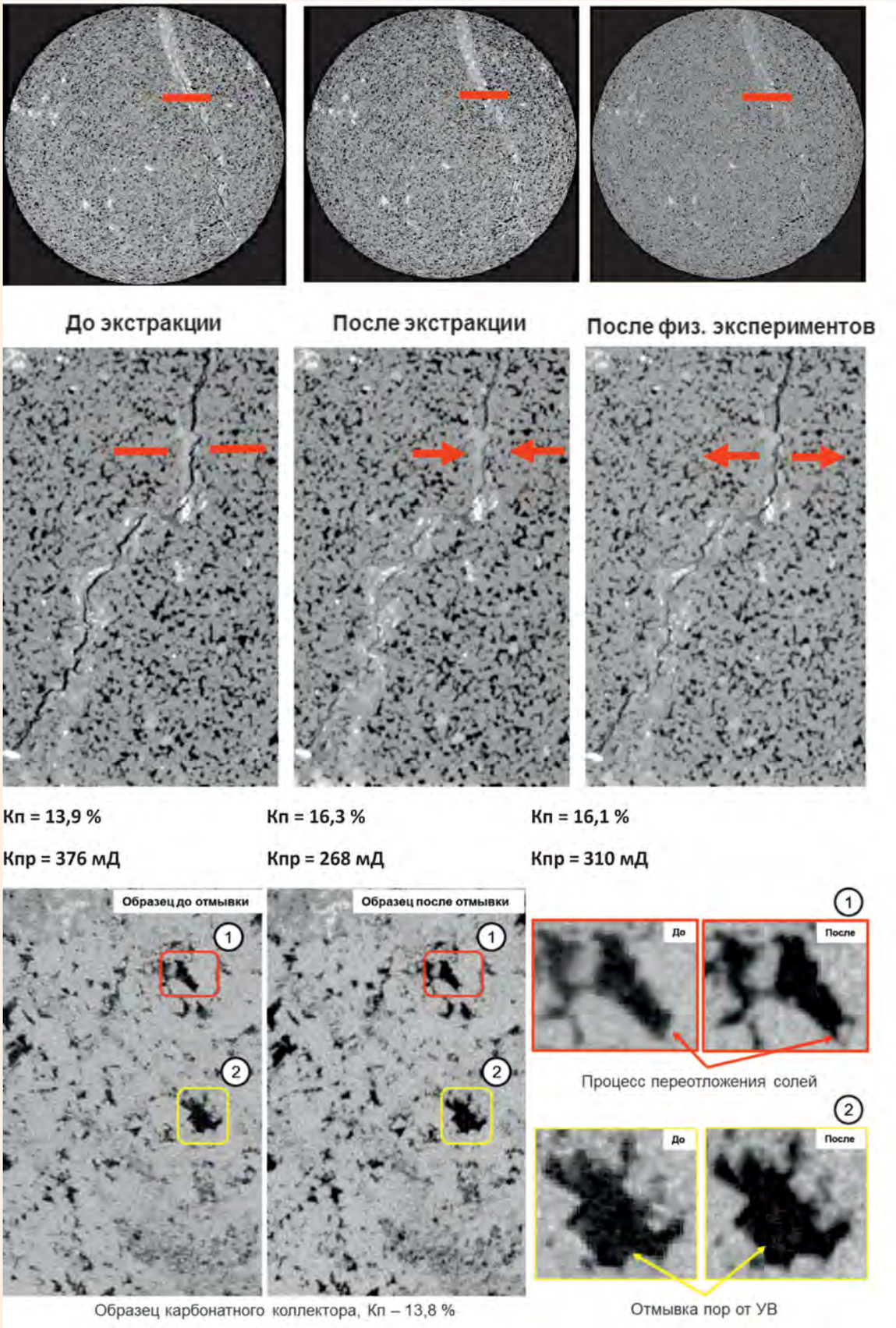


Рис. 3.
Преобразования в микроструктуре петрофизических 30 мм образцов пород-коллекторов после проведения экстракции УВ и физического эксперимента по анализу пористости и проницаемости

тину строения целого месторождения на большом масштабе.

Существуют также «проблемные» типы коллекторов, для исследования которых оптимально подходит цифровое моделирование керна. К такому типу пород относятся слабосцементированные породы и породы с хрупкой структурой, в случае с которыми невозможно проведение лабораторных исследований и затруднено хранение образцов. «Цифровой керн» позволяет проводить исследования на обломках образцов, шламе и прочих нестандартных образцах. Это существенно облегчает задачу оценки свойств пород-коллекторов там, где количество и качество образцов ограничено (горизонтальное бурение, образцы из боковых грунтоносов и т.д.) [14, 15, 16, 17, 18, 19].

Составные части технологии «Цифровой керн»

Технология «Цифровой керн» подразумевает сочетание структурных методов анализа: рентгеновской микротомографии, гранулометрии, автоматической минералогии, растровой электронной и ионной микроскопии, просвечивающей электронной микроскопии и анализа элементного и химического состава: рентгеновской фотоэлектронной спектроскопии, рентгеновской флуоресцентной спектроскопии, а также микрорентгеноспектрального анализа при изучении кусковых или порошковых образцов, отобранных через необходимые интервалы по скважине, шурфу, забою и даже на пробах бурового шлама. Несмотря на то, что основная часть аппаратного комплекса требует специального оснащения лабораторных помещений, некоторое оборудование может размещаться непосредственно на буровой площадке. Так, для проведения анализа гранулометрического, минералогического и элементного состава существует оборудование, не требующее специального оснащения и квалификации персонала. Получение данных для последующего анализа проводится в режиме 24/7 с накоплением информации в специальном программном обеспечении, позволяющем в дальнейшем проводить привязку лабораторных данных и данных ГИС к разрезу, а также осуществлять дистанционный контроль над проведением анализов и корректировку технологического процесса *on-line*. Кроме того, при наличии данных со скважины в период доставки образцов кернового материала в НТЦ возможно принятие решений о выборе конкретных образцов на основе данных предварительных полевых анализов, что существенным образом сокращает временные затраты на подготовку к *R&D*-циклу.

Получение и обработка «больших данных» требует создания «Цифрового кернохранилища» – единой виртуальной базы, способной выступать, как источник постоянно пополняемой информации для *Big Data* процессинга. Такое кернохранилище имеет ряд преимуществ перед традиционным. Во-первых, цифровые модели образцов имеют бессрочное время хранения, в них, в отличие от физических образцов керна, не происходит изменений с течением времени. Во-вторых, для каждого образца накапливается массив данных, так называемый «Цифровой паспорт», где записана не только привязка к ГИС, но и все результаты анализов и моделирования ФЕС по технологии «Цифровой керн». В-третьих, доступ к такому кернохранилищу открыт 24/7 из любой точки мира одновременно нескольким группам исследователей. В-четвертых, при анализе трехмерных моделей «Цифрового керна» отсутствует риск повреждения образцов, а в некоторых случаях, например, утраченных образцов, это вообще единственный способ сохранить информацию о породе.

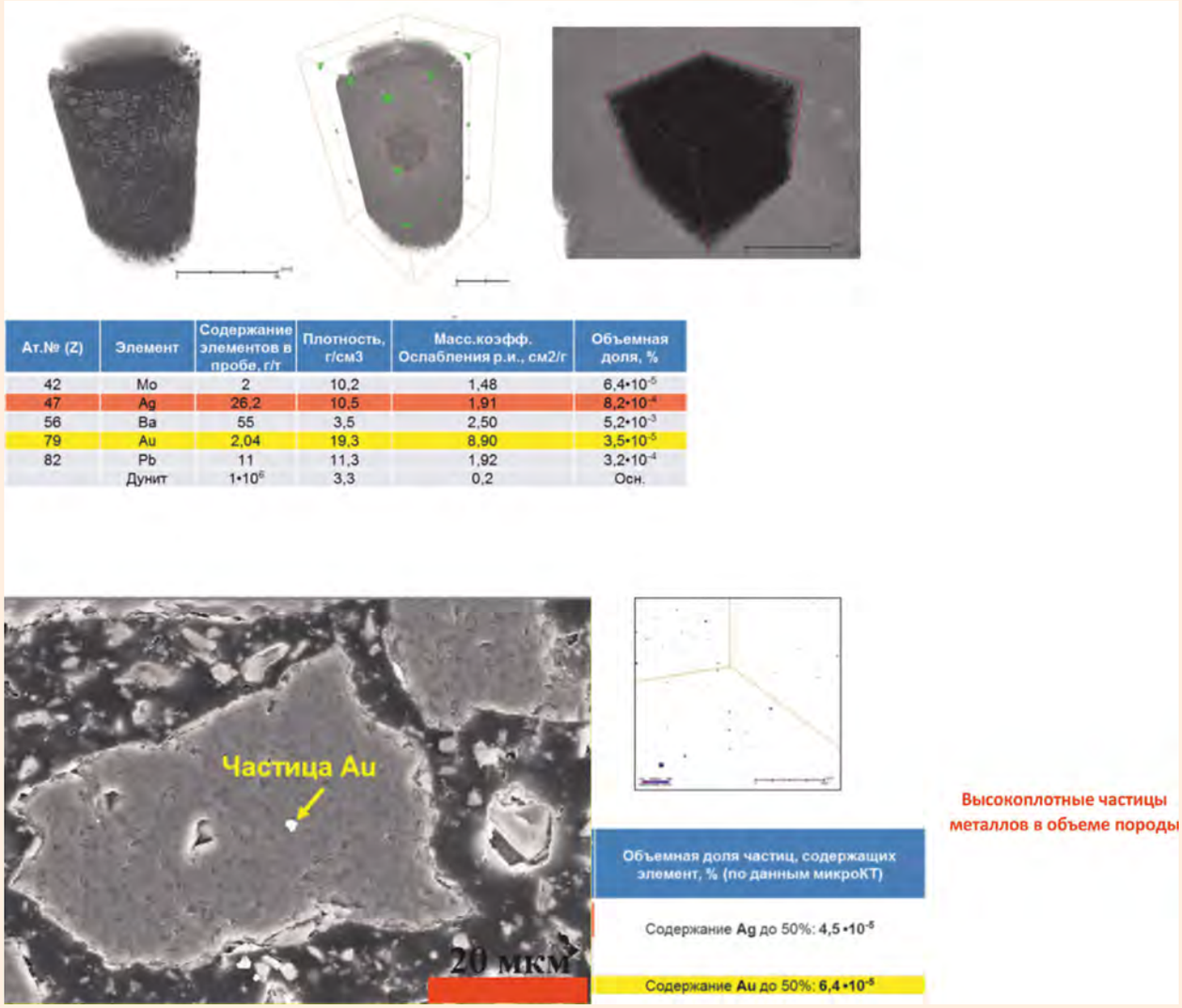
Обязательным инструментом при работе с технологией «Цифровой керн» становится цифровой атлас – единая программно-аппаратная среда для визуализации, корреляции и анализа данных, получаемых в ходе выполнения исследований образцов пород по технологии «Цифровой керн», позволяющая любому специалисту (литологу, петрофизику, геологу, разработчику, промысловику, технологу, сопровождающему процесс), находящемуся как в исследовательской лаборатории, так и в полевых условиях, работать с терабайтами данных без использования суперкомпьютеров.

Объединение данных исследований образцов пород по технологии «Цифровой керн» с данными геолого-геофизических исследований в рамках одной программной среды позволяет проводить визуальную корреляцию свойств и структуры различных образцов в масштабах месторождения (залежи). Единая аналитическая среда «Цифровой атлас» данных различных исследований позволяет:

– визуализировать неоднородность строения и свойств образцов на различных масштабах;

– обеспечить выбор представительных образцов для проведения комплекса стандартных петрофизических и специальных исследований керна;

– повысить информативность и статистическую достоверность геолого-геофизических данных для выбора оптимальных сценариев разработки месторождения (залежи);



Ат.№ (Z)	Элемент	Содержание элементов в пробе, г/т	Плотность, г/см3	Масс.коэфф. Ослабления р.и., см2/г	Объемная доля, %
42	Mo	2	10,2	1,48	$6{,}4 \cdot 10^{-5}$
47	Ag	26,2	10,5	1,91	$8{,}2 \cdot 10^{-4}$
56	Ba	55	3,5	2,50	$5{,}2 \cdot 10^{-3}$
79	Au	2,04	19,3	8,90	$3{,}5 \cdot 10^{-5}$
82	Pb	11	11,3	1,92	$3{,}2 \cdot 10^{-4}$
	Дунит	$1 \cdot 10^{6}$	3,3	0,2	Осн.

Рис. 4.
Мультимасштабный подход к анализу рассеянного золота и серебра в неконсолидированных пробах по технологии «Цифровой керн»

– оптимизировать и уточнить геолого-гидродинамическую модель месторождения (залежи);

– получить исходные данные для моделирования вторичных и третичных методов нефтегазодобычи;

– в дальнейшем проводить типизацию новых объектов (залежей) на основе корреляции с данными атласа.

Цифровой атлас образцов керна позволяет визуализировать и проводить анализ на различных масштабах всевозможных свойств образцов керна, таких как:

– структура пустотного пространства;

– минеральный и элементный состав;

– структура и текстура матрицы;

– результаты моделирования фильтрационно-емкостных свойств, теплопроводности, удельного электрического сопротивления, параметра пористости.

Примеры применения технологии «Цифрового керна» в анализе вмещающих пород

Наглядным примером применения технологии цифровой керн для решения задач анализа пород-коллекторов в нефтегазовой отрасти является сопровождение и контроль эксперимента по проведению экстракции и последующему измерению петрофизических характеристик. На ***рис. 3*** приведен пример совмещения данных микротомографии одного и того же 30-мм образца, который подвергался последовательной отмывке от ОВ и измерению петрофизических характеристик.

Проведение анализа трехмерных изображений внутреннего строения образца, реконструированных по данным мироКТ показало, что после проведения экстракции пористость растет ввиду отмывки ОВ. Моделирование проницае-

мости по жидкости через связанное пустотное пространство образца показывает существенное снижение проницаемости.

При более детальном рассмотрении строения отдельных пор и трещин на виртуальных сечениях трехмерных моделей образца было установлено, что после отмывки от ОВ (см. зону 2 на ***рис. 3*** снизу) происходит перекристаллизация солей (см. зону 1 на ***рис. 3*** снизу) и закупорка тонких фильтрационных каналов, в том числе частичное залечивание трещин (см. виртуальные сечения на ***рис. 3*** в середине), участвующих в фильтрации. После проведения физических экспериментов пористость образца практически не изменяется, а проницаемость возвращается к значениям исходного неотмытого образца за вычетом органического вещества.

В обычных условиях проведение петрофизического эксперимента по анализу параметров пустотного пространства на слабосцементированной либо высокотрещиноватой породе привело бы к разрушению образца и потере всей информации о ФЕС интервала.

Примеры применения технологии «Цифрового керна» при анализе вмещающих пород

Если в геологии нефти и газа методы «Цифрового керна» развиваются с начала нулевых годов (Шлюмберже, Статойл), то применительно к ТПИ это принципиально новый подход, дающий возможность оценить рассеянность рудного вещества, размеры отдельных кристаллитов, ассоциированность к минералам породы.

В связи с этим необходимо при анализе проб, содержащих драгоценные металлы, опираться на стандарты, где измерение концентрации металлов проводится методами аналитической химии. Внедрение новых подходов, в том числе «цифрового керна» требует постоянного сравнения с традиционными стандартными методами. Так в наших работах мы опирались на стандартные образцы и стандартного образца ООО НТЦ «МинСтандарт» на основе дунита с содержанием золота 2,04 г/т, серебра 26,2 г/т и другие металлы (в том числе Mo, Ba, Pb) в количестве до 100 г/т. В стандартном образце драгоценный металл рассеян по породе, при этом частицы, содержащие Au и Ag, занимают лишь десятитысячные проценты от объема образца.

Как показано в примере анализа такого порошкового стандарта методом микроКТ и РЭМ, частицы золота с характерным размером до 1–2 мкм расположены внутри 100–200 мкм зерен дунита, которые однозначно локализуются в объеме образца при помощи компьютерной томографии за счет резкого различия в массовом коэффициенте ослабления рентгеновского излучения у тяжелых металлов и окружающей матрицы. Кроме того, возможен численный анализ данных объемного распределения рассеянного металла в породе с измерением характерных размеров частиц (в данном случае нескольких тысяч), и их принадлежности к частицам матрицы определенного минерального и химического состава.

Таким образом, с помощью технологии «цифрового керна» можно анализировать как неконсолидированную породу, так и керновый

Рис. 5.
Пример сопоставления данных определения оксидных эквивалентов по данным трех различных методов определения состава породы с номинальным составом, измеренным в лабораторных условиях для пробы титан и цирконий-содержащего кварцевого песка

Эквивалентный Оксид	QEMSCAN	mXRF	SEM + EDS	Номинальный состав
	Концентрация, масс. %			
Al_2O_3	6,97	6,8	5,2	7,01
CaO	0,17	0,5	0,2	0,36
Cr_2O_3	0,02	0,1	–	–
Fe_2O_3	0,36	0,4	0,5	0,26
K_2O	4,34	4,9	2,4	2,49
MgO	0,05	0,1	–	0,03
Na_2O	1,06	–	1,6	2,55
SiO_2	84,97	86,9	87,3	86,7
TiO_2	0,50	0,4	1,6	0,52
ZrO_2	следы	0,1	1,2	–

Рис. 6.
Неразрушающий анализ внутреннего строения кускового материала золотосодержащей руды. Рентгеновская микротомография

материал, получая исчерпывающую информацию о концентрации рудных и драгоценных металлов в ней.

При этом технологическая карта накопления информации о строении породы не претерпевает существенных изменений в случае плотного кернового материала. После отбора проб из интересующих интервалов проводится микротомографирование проб для качественной и количественной оценки содержания ТПИ в интервале. С помощью неразрушающего метода рентгеновской микротомографии проводится определение наличия и количества высокоплотных включений, содержащих рудные минералы и металлы, оценивается их дисперсность и равномерность распределения внутри всего объема образца породы, а также проводится расчет ряда физических показателей на основе построенной цифровой модели, таких как, общая пористость, связанная пористость, размер зерен и др. Далее выбираются виртуальные представительные микрообразцы, отражающие макрохарактеристики породы: концентрация рудного минерала, поры, включения, зерна с характерным для данной породы размером и составом.

После микротомографирования локальных объемов пробы, благодаря накоплению и массивов статистических данных, однозначно идентифицируются минеральные ассоциации и определяется приуроченность рудных минералов, а также гранулометрические параметры (размер зерен, окатанность, распределение по размерам, минералогическая плотность, и т.д.), как отдельных минералов, групп, так и породы в целом.

На основе полученных цифровых данных с помощью программно-аппаратного комплекса «Цифровой керн» строятся разрезы и карты распространения рудных тел, их формы, строения и свойств, расчет различных показателей. Полученные материалы дополняются данными других физических и химических методов анализа.

Одновременно с этим к результатам микротомографии добавляется лог-файл автоматизированного определения минерального состава (*QEMSCAN*) и элементного экспресс-анализа методом энергодисперсионной рентгено-флуоресцентной спектроскопии (*mXRF*), которые возможно провести, как в стационарных лабораторных условиях, так и непосредственно на месте добычи или бурения.

Эти данные сопоставляются через программное обеспечение и делаются выводы о наличии и распределении рудного тела в интервале либо участке разведки/добычи.

Для более детального анализа рассеянных рудных минералов отбираются микропробы и выполняется исследование методом растровой электронной микроскопии (***рис. 4***) с энергодисперсионным микроанализом (*SEM + EDS*, как показано на примере ***рис. 5***).

Такой подход позволяет определить микроструктурные, текстурные и минералогические особенности образцов, их анизотропию, негомогенность, трещиноватость, рудоносность и т.д.

Мультимасштабность в изучении анизотропии структуры и свойств образцов горных пород с ТПИ

При изучении твердых полезных ископаемых технология «Цифровой керн» также использует принцип мультимасштабности. Это означает, что образец может быть изучен одними и теми же методами макроскопически и микроскопически на разных характерных размерах без потери зоны интереса. Сначала проводится рентгеновская томография и автоматический анализ минерального состава на образце размером от нескольких сантиметров до нескольких миллиметров, затем, на основе полученных данных в нем выбирается область интереса размерами от миллиметров до нескольких микрон и томографируется с более высоким разрешением (***рис. 6***).

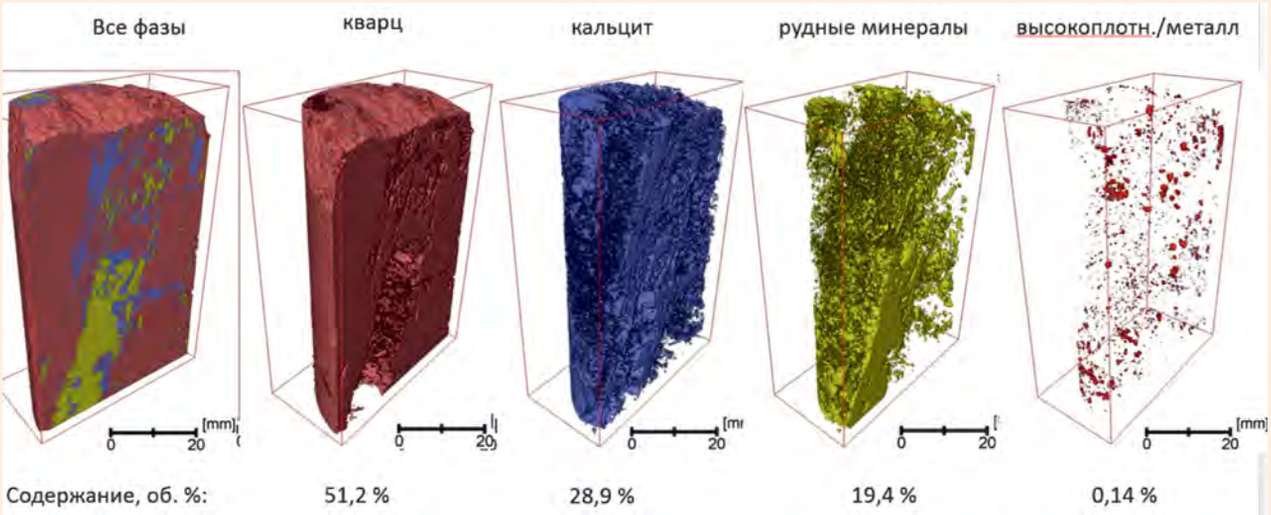


Рис. 7.
Неразрушающий анализ внутреннего строения кернового материала золотосодержащей руды. Рентгеновская микротомография. Сегментация объемного строения образца по рентгеновской (минеральной) плотности.

Пример мультимасштабного исследования образца золотоносного кварцита

Полученные с помощью рентгеновской микротомографии высокоинформативные данные в дальнейшем численно обрабатываются с помощью компьютерного математического 3D-моделирования, которое позволяет получить целый ряд цифровых данных основанных на сегментации и разделении по уровню яркости (рентгеновской и менералогической плотности) признакам (***рис. 7***). Получаемые данные визуализируются в виде объемных картин и их виртуальных плоских сечений для различных расчетных параметров: объемная доля фазы, максимальный, минимальный, средний, преобладающий размеры фазы, фактор формы, общая пористость, размеры пор и т.д.

Наиболее важным параметром является объемная доля фазы, определив которую возможно вычислить количественно запасы полезного компонента (металлов, рудных минералов) на единицу объема вещества.

Например, для золотоносного образца кварца выполнена реконструкция и визуализация распределения, рассеянности металлосодержащих фаз в виртуальных сечениях и 3D-объеме образцов по данным микротомографии. Определено содержание металлосодержащих частиц во всем объеме образца (0,47 объемн. %) и в объеме локализованной области интереса (0,22 объемн. %).

Реконструированные данные рентгеновской микротомографии образцов магматических пород позволяют с определенной долей вероятности разделить основные минералы и определить их объемную долю, а также достоверно точно определить наличие и количество рудных минералов и металлов. Для уточнения принадлежности минералов породы к отдельным классам, вычислению параметров их отдельных зерен и присвоения индекса хрупкости проводится минералогическое картирование с применением комплекса *QEMSCAN* методом автоматизированной минералогии. С помощью аппаратно-программного комплекса «Цифровой керн» производится привязка распределения рудных тел к объемному строению кернового материала, полученному методом рентгеновской микротомографии (***рис. 7, 8***). Таким образом, не разрушая образцы, можно проводить объемное минералогическое исследование с разрешением до 1–2 мкм и получать данные о наличии высокоплотных металлосодержащих фаз, оценивать их дисперсность неравномерность распределения внутри всего объема образцов. На основании построенных 3D моделей – проводить виртуальные испытания по воздействию на породу и подбирать параметры добычи полезных ископаемых.

Выводы

В статье показан подход к получению новых уточняющих данных для создания объемной «Цифровой модели месторождения» с возможностью совмещения различных данных в рамках проведения цикла мультимасштабных исследований от сантиметров до нанометров по технологии «Цифровой керн». Рассмотрены ключевые возможности по определению расположения полезных компонентов в породе, их распределения в объеме и формы нахождения. Описаны возможности определения характерных примесей в минералах и горных породах

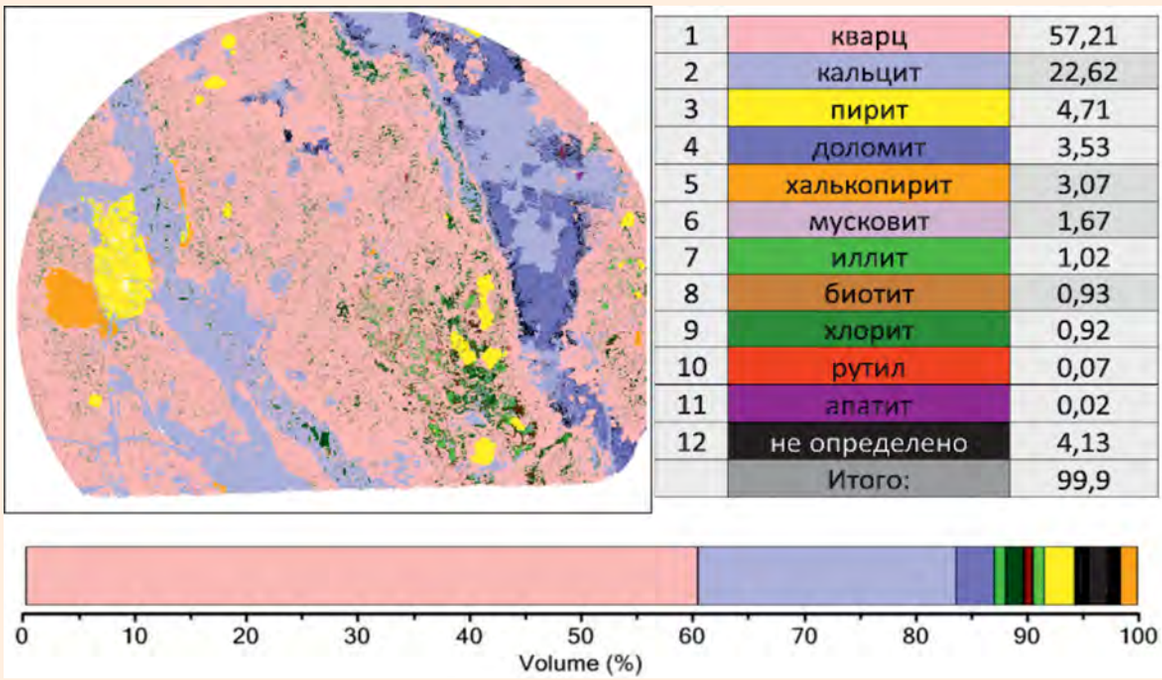


Рис. 8
Минералогочиеское картирование с привязкой к виртуальному сечению керна из данных микроКТ. Автоматизированная минералогия. QEMSCAN

для извлечения полезных компонентов, в том числе из пород трудноизвлекаемых запасов, хвостов и техногенных месторождений.

Применение «Цифрового керна» увеличивает информативность и снижает неопределенность при планировании, разведке, добыче и переработке углеводородов и руд благородных металлов, в том числе снижает потери при извлечении и обогащении, увеличивает энергоэффективность процесса повышения КИН и обогащения и приводит к повышению доходности проекта. Полученные данные могут помочь пересмотреть количество, последовательность этапов формирования коллектора, рудо- и минералообразования, провести литотипизацию, а также отработать модели воздействия при добыче и разработке месторождений.

Технология «Цифровой керн» полностью удовлетворяет требованиям к экологичности, скорости получения, адаптированности и доступности больших данных о строении и составе породы, позволяя сокращать исследовательский цикл ГРР основываясь на простроенном мультимасштабном физическом эксперименте и многопараметрическом моделировании керновых данных для уточнения петрофизических интегрированных моделей пласта и проведения детального анализа керновых данных. Рассмотренный в статье подход применим для повышения точности традиционного моделирования пластовых параметров в 3D и уточнения данных по подсчету потенциально извлекаемых запасов, в том числе в рамках проектов «Цифрового месторождения».

Технология «Цифровой керн» способна повысить эффективность работ при поиске и освоении сланцевых УВ, в фундаменте любого возраста, эмульсионных скоплений УВ, способно продлить продуктивный период «старых» месторождений [26], может содействовать объективной оценке потенциала земель и комплексов пород с неясными перспективами нефтегазоносности, существенно удешевить процесс освоения месторождений шельфа.

Литература

1. «Цифровая энергетика»: новые возможности и вызовы для ТЭК. Доступно на: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/4/476/ (обращение 16.10.2018).
2. Эра умной разведки. Доступно на: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/lib/1767134/ (обращение 16.10.2018).
3. D. Koroteev, O. Dinariev, N. Evseev, D. Klemin, S. Safonov, O. Gurpinar, S. Berg, C. vanKruijsdijk, M. Myers, L. Hathon, H. de Jong, R. Armstrong, Application of Digital Rock Technology for Chemical EOR Screening, SPE-165258
4. Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В. Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами изучения керна. Доступно на: http://www.ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/2237/35949/ (обращение 16.10.2018).

5. Внедрение и использование цифровых технологий в энергетике исходя из принципов экономической целесообразности и повышения доступности энергетической инфраструктуры и распределенной энергетики. Доступно на: https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/03/26/10877/9._Vnedrenie_i_ispolzovanie_cifrovyh_tehnologiy_v_energetike_DGEP.pdf (обращение 16.10.2018).
6. Integration of X-Ray Micro-Computed Tomography and Focused-Ion-Beam Scanning Electron Microscopy Data for Pore-Scale Characterization of Bazhenov Formation, Western Siberia. Доступно на: https://www.researchgate.net/publication/285793674_Integration_of_X-Ray_Micro-Computed_Tomography_and_Focused-Ion-Beam_Scanning_Electron_Microscopy_Data_for_Pore-Scale_Characterization_of_Bazhenov_Formation_Western_Siberia (обращение 16.10.2018).
7. Shklover, V. Y., Artemov, N. A., Rashkovskiy, A. I., Dmitrieva, T. G., & Zagvozdin, V. P. (2016, October 24). Complex Research of Bazhenov Formation Samples Using Digital Rock Approach (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182062-RU. Доступно на: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-182062-RU (обращение 16.10.2018).
8. Stefano Martinotti, Jim Nolten, Jens Arne Steinsbø, Digitizing oil and gas production. Доступно на: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/digitizing-oil-and-gas-production (обращение 16.10.2018)
9. Иванов А.И., Месторождение «Ожерелье» – новый тип коренных месторождений золота в Бодайбинском рудном районе. Доступно на: https://cyberleninka.ru/article/n/mestorozhdenie-ozherelie-novyy-tip-korennyh-mestorozhdeniy-zolota-v-bodaybinskom-rudnom-rayone (обращение 16.10.2018).
10. Per Henrik Valvatne, Predictive pore-scale modelling of multiphase flow, a dissertation for the degree of doctor of philosophy //imperial college london. 2004. Доступно на: http://www3.imperial.ac.uk/pls/portallive/docs/1/11280.PDF (обращение 16.10.2018).
11. Lock, P.A., X.D. Jing, R.W. Zimmerman, and E.M. Schlueter, Predicting the permeability of sandstone from image analysis of pore structure, Journal of Applied Physics, 92, 6311-6319, 2002. Доступно на: https://www.researchgate.net/publication/252420064_Relationship_between_Permeability_Elastic_Moduli_and_Pore_Structure_in_Porous_Geological_Media (обращение 16.10.2018).
12. Society of Core Analysts. Доступно на: https://www.scaweb.org/ (обращение 16.10.2018).
13. Воробьев К.А., Воробьев А.Е , Тчаро Х. Цифровизация нефтяной промышленности: технология «цифровой» керн. Доступно на: https://esj.today/78nzvn318.html (обюращение 16.10.2018).
14. Schlumberger Launches Advanced Digital Integration of Rock and Fluid Analysis Services. Доступно на: https://www.slb.com/news/press_releases/2017/2017_1109_reservoir_laboratory_pr.aspx (обращение 16.10.2018).
15. Koroteev, D.A., Dinariev, O., Evseev, N., Klemin, D.V., Safonov, S., Gurpinar, O.M., Armstrong, R. (2013, July 2). Application of Digital Rock Technology for Chemical EOR Screening. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165258-MS.
16. Neil Francis Hurley, Weishu Zhao, Tuanfeng Zhang Multiscale digital rock modeling for reservoir simulation. Patent USA. Schlumberger Technology Corp. Доступно на: https://patents.google.com/patent/US20120221306 (обращение 16.10.2018).
17. Мунгалов Д. Цифровой керн: от образа к модели. Доступно на: http://sk.ru/news/b/news/archive/2016/03/14/cifrovoy-kern-ot-obraza-k-modeli.aspx (обращение 16.10.2018).
18. A. Kazak, and S. Chugunov, "Characterization of Berezov Formation Rock Samples by Digital Core Analysis", Digital Rocks Portal, 2018. [Online]. Доступно на: https://www.digitalrocksportal.org/projects/126 (обращение 16.10.2018).
19. Мунгалов Д. Проект «цифровой керн»: разглядеть большое, наблюдая за малым. Доступно на: http://sk.ru/news/b/articles/archive/2015/12/04/proekt-cifrovoy-kern-kak-uvidet-bolshoe-nablyudaya-za-malym.aspx (обращение 16.10.2018).
20. Карпов В.А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 28–34.
21. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс //Отечественная геология. 2012. № 6. С. 90–94.
22. Карпов В.А. О тектонозависимом нетрадиционном типе скоплений углеводородов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 4–9.
23. Карпов В.А. К вопросу о дальнейшей роли Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Недропользование XXI век. 2018. № 4. С. 210–218.
24. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений //Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.

UDC 004;553

V.Ya. Shklover, Director of OOO "Systems for Microscopy and Analysis"[1]
N.A. Artemov, Leading Geologist of OOO "Systems for Microscopy and Analysis"[1]
I.G. Maryasev, Geological Research Team Leader of OOO "Systems for Microscopy and Analysis"[1]
T.G. Dmitrieva, PhD, Head of 3D Microscopy Sector of OOO "Systems for Microscopy and Analysis"[1]
A.Yu. Rashkovsky, PhD, Leading Expert of OOO "Systems for Microscopy and Analysis"[1], rashkovskiy@microscop.ru
V.A. Karpov, PhD, Expert State Commission on Mineral Reserves, Member of the Editorial Board of "Subsoil use XXI Century" magazine[2], valkarp@yandex.ru.

[1]Offece 20, 45 Skolkovskoe shosse, Moscow, 121353, Russia.
[2]Office 509, 7 Bolshoy Strocvhenovsky side street, Moscow, 115054, Russia.

Technology Analysis and Digital Rock Modeling as Part of the Infrastructure of the "Digital Field". From Geological Exploration to Industrial Exploitation

Abstract. The article discusses aspects of the application and place of the digital rock technology in solving problems of the modern exploration cycle, the extraction of hydrocarbons and solid minerals. The components of the hardware–methodical complex and software are considered, key results are given that can be used for making informed decisions in the development of methods for enhanced oil recovery and improved recoverability from rocks with diffuse chemical agents and solid minerals.

Keywords: digital rock; solid minerals; Hard–to–recover reserves; digital field; routing.

References

1. *«Tsifrovaia energetika»: novye vozmozhnosti i vyzovy dlia TEK* [Digital Energy: New Opportunities and Challenges for the Fuel and Energy Complex]. Avialable at:: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/4/476/ (accessed 16 October 2018).
2. *Era umnoi razvedki* [The era of clever intelligence]. Avialable at: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/lib/1767134/ (accessed 16 October 2018).
3. D. Koroteev, O. Dinariev, N. Evseev, D. Klemin, S. Safonov, O. Gurpinar, S. Berg, C. vanKruijsdijk, M. Myers, L. Hathon, H. de Jong, R. Armstrong, Application of Digital Rock Technology for Chemical EOR Screening, SPE-165258
4. Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozerov B.V. *Tsifrovoi kern. Kompleksirovanie dannykh petrograficheskikh issledovanii karbonatnykh porod s rezul'tatami izucheniia kerna* [Digital core. Integration of petrographic studies of carbonate rocks with the results of core studies]. Avialable at: http://www.ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/2237/35949/ (accessed 16 October 2018).
5. *Vnedrenie i ispol'zovanie tsifrovykh tekhnologii v energetike iskhodia iz printsipov ekonomicheskoi tselesoobraznosti i povysheniia dostupnosti energeticheskoi infrastruktury i raspredelennoi energetiki* [The introduction and use of digital technologies in the energy sector based on the principles of economic feasibility and increasing the availability of energy infrastructure and distributed energy]. Avialable at: https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/03/26/10877/9._Vnedrenie_i_ispolzovanie_cifrovyh_tehnologiy_v_energetike_DGEP.pdf (accessed 16 October 2018).
6. Integration of X-Ray Micro-Computed Tomography and Focused-Ion-Beam Scanning Electron Microscopy Data for Pore-Scale Characterization of Bazhenov Formation, Western Siberia. Avialable at: https://www.researchgate.net/publication/285793674_Integration_of_X-Ray_Micro-Computed_Tomography_and_Focused-Ion-Beam_Scanning_Electron_Microscopy_Data_for_Pore-Scale_Characterization_of_Bazhenov_Formation_Western_Siberia (accessed 16 October 2018).
7. Shklover, V. Y., Artemov, N. A., Rashkovskiy, A. I., Dmitrieva, T. G., & Zagvozdin, V. P. (2016, October 24). Complex Research of Bazhenov Formation Samples Using Digital Rock Approach (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182062-RU. Avialable at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-182062-RU (accessed 16 October 2018).
8. Stefano Martinotti, Jim Nolten, Jens Arne Steinsbø, Digitizing oil and gas production. Avialable at: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/digitizing-oil-and-gas-production (accessed 16 October 2018)
9. Ivanov A.I., *Mestorozhdenie «Ozherel'e» – novyi tip korennykh mestorozhdenii zolota v Bodaibinskom rudnom raione* [Deposit "Necklace"- a new type of primary gold deposits in the Bodaibo ore region]. Avialable at: https://cyberleninka.ru/article/n/mestorozhdenie-ozherelie-novyy-tip-korennyh-mestorozhdeniy-zolota-v-bodaybinskom-rudnom-rayone (accessed 16 October 2018).
10. Per Henrik Valvatne, Predictive pore-scale modelling of multiphase flow, a dissertation for the degree of doctor of philosophy //imperial college london. 2004. Avialable at: http://www3.imperial.ac.uk/pls/portallive/docs/1/11280.PDF (accessed 16 October 2018).
11. Lock, P.A., X.D. Jing, R.W. Zimmerman, and E.M. Schlueter, Predicting the permeability of sandstone from image analysis of pore structure, Journal of Applied Physics, 92, 6311-6319, 2002. Avialable at: https://www.researchgate.net/publication/252420064_Relationship_between_Permeability_Elastic_Moduli_and_Pore_Structure_in_Porous_Geological_Media (accessed 16 October 2018).
12. Society of Core Analysts. Avialable at: https://www.scaweb.org/ (accessed 16 October 2018).
13. Vorob'ev K.A., Vorob'ev A.E , Tcharo Kh. *Tsifrovizatsiia neftianoi promyshlennosti: tekhnologiia «tsifrovoi» kern* [Digitalization of the oil industry: the technology of "digital" core]. Avialable at: https://esj.today/78nzvn318.html (accessed 16 October 2018).
14. Schlumberger Launches Advanced Digital Integration of Rock and Fluid Analysis Services. Avialable at: https://www.slb.com/news/press_releases/2017/2017_1109_reservoir_laboratory_pr.aspx (accessed 16 October 2018).
15. Koroteev, D.A., Dinariev, O., Evseev, N., Klemin, D.V., Safonov, S., Gurpinar, O.M., Armstrong, R. (2013, July 2). Application of Digital Rock Technology for Chemical EOR Screening. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165258-MS.
16. Neil Francis Hurley, Weishu Zhao, Tuanfeng Zhang Multiscale digital rock modeling for reservoir simulation. Patent USA. Schlumberger Technology Corp. Avialable at: https://patents.google.com/patent/US20120221306 (accessed 16 October 2018).
17. Mungalov D. *Tsifrovoi kern: ot obraza k modeli* [Digital core: from image to model]. Avialable at: http://sk.ru/news/b/news/archive/2016/03/14/cifrovoy-kern-ot-obraza-k-modeli.aspx (accessed 16 October 2018).
18. A. Kazak, and S. Chugunov, "Characterization of Berezov Formation Rock Samples by Digital Core Analysis", Digital Rocks Portal, 2018. Avialable at: https://www.digitalrocksportal.org/projects/126 (accessed 16 October 2018).
19. Mungalov D. *Proekt «tsifrovoi kern»: razgliadet' bol'shoe, nabliudaia za malym* [Digital Kern Project: See Big, Watching the Small]. Avialable at: http://sk.ru/news/b/articles/archive/2015/12/04/proekt-cifrovoy-kern-kak-uvidet-bolshoe-nablyudaya-za-malym.aspx (accessed 16 October 2018).
20. Karpov V.A. *Ob osobom tipe prirodnogo rezervuara UV v bazhenovskoi svite Zapadnoi Sibiri* [On a special type of natural hydrocarbon reservoir in the Bazhenov Formation of Western Siberia]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2013, no. 8, pp. 28–34.
21. Karpov V.A. *Fundament – regional'nyi neftegazonosnyi kompleks* [Foundation- a regional oil and gas complex]. *Otechestvennaia geologiia* [Domestic geology], 2012, no. 6, pp. 90–94.
22. Karpov V.A. *O tektonozavisimom netraditsionnom tipe skoplenii uglevodorodov* [On tectonic-dependent unconventional type of hydrocarbon accumulations]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2016, no. 7, pp. 4–9.
23. Karpov V.A. *K voprosu o dal'neishei roli Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [On the question of the future role of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2018, no. 4, pp. 210–218.
24. Karpov V.A. *Perspektivy vyiavleniia novykh zalezhei nefti v predelakh i vblizi starykh mestorozhdenii* [Prospects for identifying new oil deposits in and near old fields]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2012, no. 3, pp. 20–23.

УДК 552.086:004.92

П.А. Стулов
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
первый заместитель директора
stulovpa@gmail.com

Современные технологии создания модели порового пространства горных пород

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 628007, Ханты–Мансийск, ул. Студенческая, 2.

В статье дается анализ современных технологий визуализацией порового пространства горных пород в масштабе нескольких нанометров и выше. Дается сравнительная характеристика и эффективность применения различных методов определения пористости горных пород. На реальных образцах с применением высокоточного аналитического оборудования выполнено исследование порового пространства конкретных литотипов горных пород. Выделены элементы порового пространства различных физических характеристик – поры и микроканалы, связывающие их или закрытые, и элементы матрицы – непосредственно минералы и высокоплотные включения. Использовались современные технологии визуализации порового пространства горных пород по определению пористости горных пород двумя методами – стандартным физическим методом с помощью пермеаметра и с помощью рентгеновского микротомографа, используемые в Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В.И. Шпильмана.

Ключевые слова: пористость; компьютерная микротомография; визуализация порового пространства

Основной задачей для Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – главной базы углеводородного сырья и нефтедобычи России – является предотвращение снижения, стабилизация добычи нефти. Улучшения ситуации можно достичь за счёт активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (ТрИЗ). Создание реальных моделей коллекторов затруднено без глубокого и детального изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) кернового материала, включая его основной параметр – поровое пространство, как важный фактор, определяющий практически все физические свойства породы.

Визуализация и моделирование порового пространства становится обычным сервисом цифрового анализа керна в нефтяной и газовой промышленности. В статье кратко описывается основная технология, называемая визуализацией порового пространства горных пород в масштабе нескольких нанометров и выше, сравниваются результаты определения пористости двумя методами – стандартным физическим методом с помощью пермеаметра и с помощью рентгеновского микротомографа [4].

Основным источником геологической информации о глубоко залегающих горных породах является керновый материал, поднятый на поверхность в соответствии с определенными требованиями. Именно от того, каким образом был поднят на поверхность керновый материал, зависит точность определения его фильтрационно-емкостных свойств, особенно для коллекторов с ТрИЗ. Для активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, необходимо создание реальных моделей порового пространства кернового материала [5]. В первую очередь это нужно для рационального размещения эксплуатационных скважин, определения технологии бурения и направления работ, подбора интервала спуска колонны, испытаний и т.д.

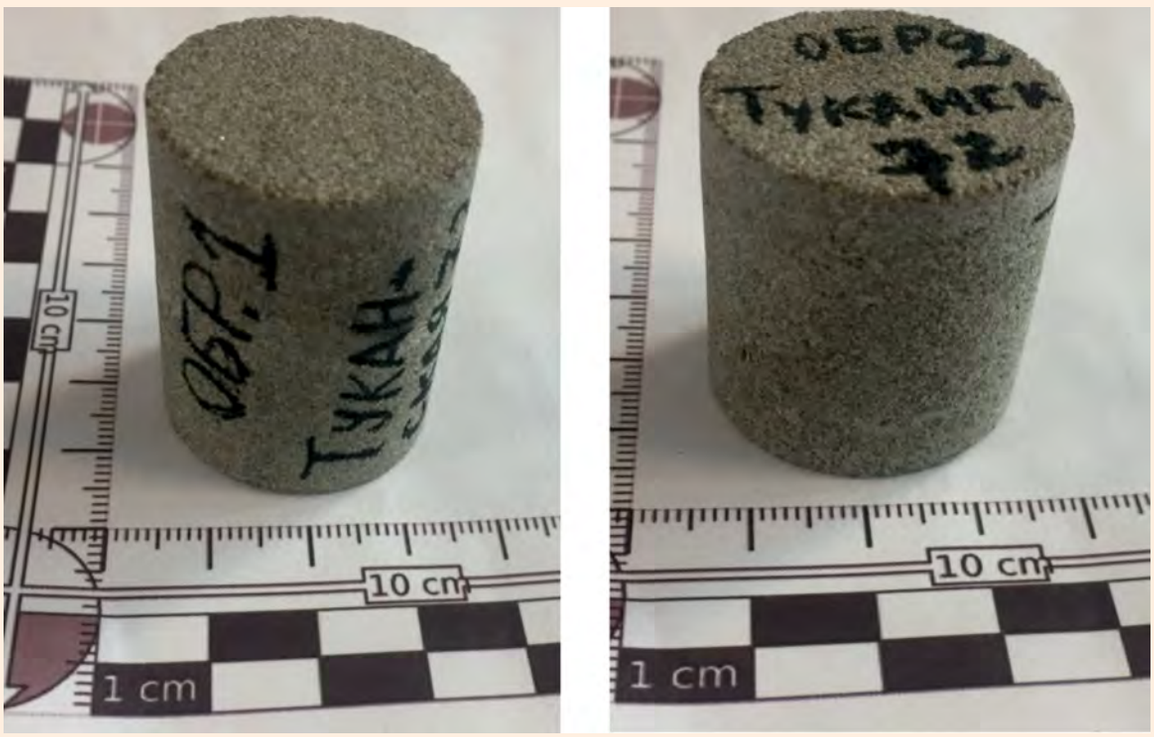
Благодаря исследованиям керна, мы узнаем о минералогическом и петрографическом составе слоев, залегающих на глубине несколько тысяч метров, о содержащихся в них фаунистических и растительных остатках, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др. [1].

Создание цифровой модели керна

Определением пористости, как одной из основных характеристик осадочных пород, с помощью методов рентгеновской микротомографии с высоким разрешением исследователи занимаются более двух десятков лет. Применение рентгеновского микротомографа с высоким разрешением открывает перед геологами широкие возможности для исследований емкостных свойств горных пород, выявления важных характеристик для построения цифровой модели керна [4].

Главной задачей эксперимента является создание цифровой модели песчаника неокомского НГК. Для этого необходимо разделить по-

Рис. 1.
Общий вид образцов 1 (слева) и 2 (справа)



Параметр	Ед. изм.	Sample 1 Результаты томографии		Физический эксперимент	Sample 2 Результаты томографии		Физический эксперимент
		до	после		до	после	
Относительный объем пустотного пространства	%	12,5	20,0	23,5	12,6	25,2	24,2
Наличие связанного пустотного пространства	да/нет	да	да		да	да	

Таблица 1.
Сравнение значений пористости образцов, полученных при использовании томографии до и после экстракции и лабораторным методом после экстракции

лученную информацию на элементы порового пространства – поры и микроканалы, связывающие их или закрытые, и элементы матрицы – непосредственно минералы и высокоплотные включения. При обработке полученных данных исследований горной породы использовано новейшее программное обеспечение *PerGeos*, с алгоритмом реконструкции *Filtered Back Projection* с последующей разработкой математических моделей «матрикс включения – емкостное пространство (поры и микроканалы)».

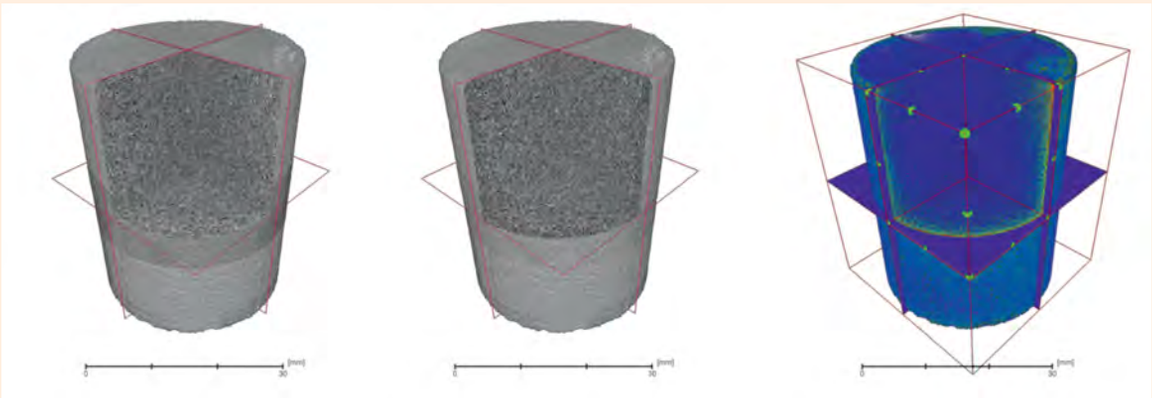
Далее в лаборатории исследования керна Окружного кернохранилища АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» после экстракции бензольной смесью, просушки образцов стандартным газоволюметрическим методом по гелию на пермеаметре *ULTRAPOROPERM*-500 были измерены пористость и проницаемость по азоту (***табл. 1***).

После стандартных измерений ФЕС образцы вернули в лабораторию томографии и отсканировали на рентгеновском микротомографе после экстракции [3]. Полученные данные с вышеуказанных этапов эксперимента по определению пористости различными методами приведены в таблице (***табл. 1***).

Разница в полученных методом рентгеновской микротомографии данных по пористости для образца «*Sample* 1» (до 12,5 и 20% после экстракции) и образца «*Sample* 2» (до 12,6 и 25,2% после экстракции) составила 7,5–12,6%. Получается, что рентгеновский микротомограф определил 7,5% пространства в образце 1 и 12,6% в образце 2 не пустотным пространством, а как элементы матрицы. И лишь после экстракции значения пористости, полученные с помощью метода томографии, близки с данными физического эксперимента. По результатам исследований поставлена задача, которую необходимо решить в дальнейшем – разработать комплексную программу определения с помощью методов микрокомпьютерной томографии компонентного состава веществ (солей, органического вещества, нефтепродуктов, пластовых флюидов и др. включений), заполняющих от 7,5 до 12,6% порового пространства горной породы, которые были вымыты в результате экстракции [4].

Разделить пустотное пространство на компоненты малой плотности и матрицу с высоко-

Рис. 2.
Трехмерная реконструкция данных микротомографии образца 1, представленная в виде объемной модели. Слева – модель образца в исходном состоянии, в центре – модель образца после проведения физического эксперимента, справа – модель сравнения



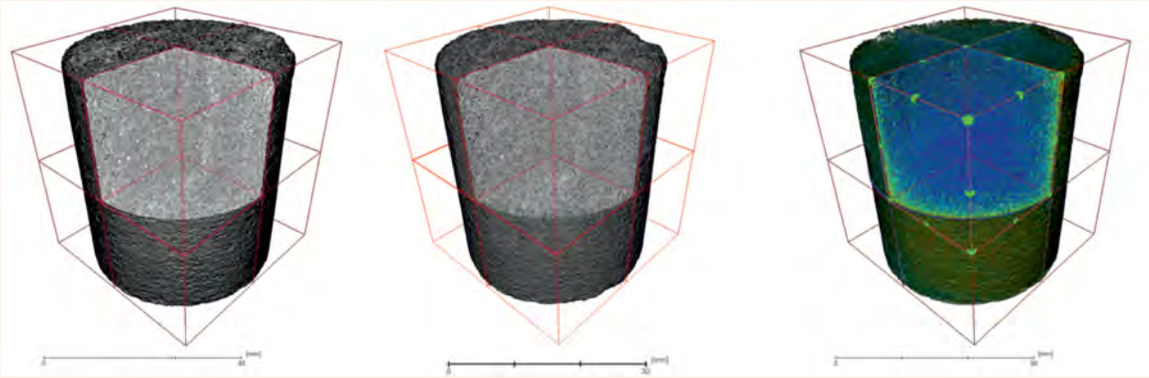


Рис. 3.
Трехмерная реконструкция данных микротомографии образца 2, представленная в виде объемной модели. Слева – модель образца в исходном состоянии, в центре – модель образца после проведения физического эксперимента, справа – модель сравнения

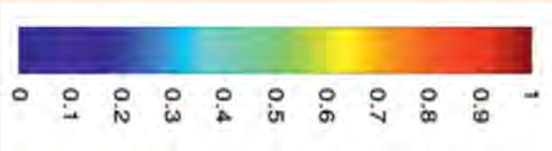
плотными включениями возможно минимум двумя методами: контрастирования (различным подкрашиванием солей, органики и т.д.) и методом двухэнергетической съемки (разделение на высокие и низкие энергетические потоки). Но это тема уже следующего исследования с использованием более высоких технологических возможностей микротомографии.

Еще одним результатом при проведении эксперимента по определению пористости различными методами стало **получение визуализации неравномерного промывания порового пространства во время экстракции**.

На ***рис. 3*** и ***4*** приведена бинаризация локальных участков образцов *Simple* 1 и *Simple* 2, характеризующая пустотное пространство образцов и основную составляющую – матрицу. Сравнение заключается в измерении средней разности между изображениями в каждом вокселе (объемном пикселе). Результатом сравнения является объемная модель в динамическом диапазоне 16 бит, где интенсивность каждого вокселя зависит от разницы значений уровня серого цвета сравниваемых моделей (чем больше разность, тем выше интенсивность на получаемом изображении – модели сравнения) [4].

Данная модель отображена с помощью стандартной цветовой схемы (***рис. 4***) [3], где фиолетовый цвет соответствует отсутствию разности изображений, синий – незначительные отличия (на уровне шума), зеленый – отличие есть (например, частично отмытое органическое вещество), желтый – существенные отличия (например, практически полностью отмытое органическое вещество), красный – отсутствие структурного элемента на образце после отмывки (например, отколотые зерна, полная отмывка поры от ОВ).

Рис. 4.
Стандартная цветовая схема интенсивности промывки образца



Из сравнительной модели следует, что промывка горной породы во время экстракции интенсивнее происходит от центральной части к периферической, наиболее проницаемой для бензольной смеси, из чего следует вывод, что даже в образце горной породы, подвергнутого физическому эксперименту, эффект «вымывания» сторонних минералов из порового пространства различен – чем ближе к центру образца, тем слабее эффект «вымывания» Это вывод является определяющим в данной работе, а его результаты необходимо учитывать геологам при составлении объёмных моделей залежей и подсчете запасов.

Выводы

1. Применение томографа позволило получить объемную растровую модель образца, используя математические алгоритмы анализа растрового изображения в комплексе с использованием данных микроописания образцов. Полученные результаты дают возможность выполнить построение объёмных цифровых моделей образцов горной породы и определить общую пористость горной породы. При этом цифровое исследование не заменяет стандартный и специальный анализы керна, а дополняет и, самое главное, существенно уточняет их результаты.

2. Применение цифрового анализа для определения и/или уточнения ФЕС целесообразно в случаях, если данные стандартного и специального анализа керна не дают полного представления о строении и свойствах горных пород.

3. Использование встроенных систем визуализации, обработки и анализа позволяют прово-

дить оценку фильтрационно-емкостных свойств горных пород на незначительном, или единичном количестве образцов. С использованием этого метода и определённых программных продуктов можно строить подробнейшие модели порового пространства и моделировать течение флюида в коллекторе обработки.

4. Экспериментально доказано, что интенсивность промывки образца при экстракции увеличивается от центра к периферийной его части и установлено, что пористость в проэкстрагированном образце неравномерна и также увеличивается от центра к крайним частям. Анализ изменения параметров пористости с помощью рентгеновской микротомографии после экстракции показал, что полученная пористость является средней по образцу и может составлять 14–16% в центральной части и доходить до 26–30% на периферийных его частях.

Литература

1. Максимов Е.М. Литология природных резервуаров нефти и газа. Учебное пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. 432 с.
2. Агафонова Г.В., Варламов А.И., Асташкин Д.А. Методика изучения пород нефтегазоносных комплексов (детальное макроскопическое описание керна скважин). М.: ВНИГНИ. 2015. 172 с.
3. Martin J. Blunt, Branko Bijelijic, Hu Dong, Oussama Gharbi, Stefan Iglauer, Peyman Mostaghimi, Adriana Paluszny, Christopher Pentland. Pore-scale imaging and modelling//Journal Advances in Water Resources 51(2013) 197-216.
4. Дмитриева Т.Г., Рашковский А.Ю., Артемов Н.А. Протокол испытаний № 2017-07-13 mCT0001. НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. Отчет о НИР. М.: СМА. 2017. 38 с.
5. Кривощеков С.Н., Кочнев А.А. Определение емкостных свойств пород-коллекторов с применением рентгеновской томографии керна. Пермь. 2014. С. 120–128.

UDC 552.086:004.92

P.A. Stulov, first deputy director of Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrtug – Yugra "V.I. Spilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], stulovpa@gmail.com.

[1]2 Studencheskaya str., Khanty–Mansiysk, 628007, Russia.

Modern Technologies for Creating a Model of the Pore Space of Rocks

Abstract. The main task for the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra – the main base of hydrocarbon raw materials and oil production in Russia – is to prevent the decline and stabilization of oil production. Improvement of the situation can be achieved through active involvement in the development of hard–to–recover oil reserves. Creating real models of reservoirs is difficult without a deep and detailed study of the filtration–capacitive properties of core material, including its main parameter – the pore space, as an important factor determining almost all the physical properties of the rock. The article provides an analysis of modern technologies by visualizing the pore space of rocks on a scale of several nanometers and above. A comparative characteristic and effectiveness of the use of various methods for determining the porosity of rocks – the standard physical using a permeameter and using an x–ray microtomograph. The real pore space of concrete rock lithotypes was studied on real samples using high–precision analytical equipment. Elements of the pore space of various physical characteristics — pores and microchannels connecting them or closed, and the matrix elements — minerals and high–density inclusions are selected. Modern technologies were used to visualize the pore space of rocks by determining the porosity of rocks by two methods – the standard physical method using a permeameter and an x–ray microtomograph used in the Scientific–Analytical Center for Rational Subsoil Use named after Shpilman. It is shown that the use of embedded visualization systems, processing and analysis of both two–dimensional and three–dimensional data allows assessing the properties of rock samples and creating detailed models of the pore space, as well as simulating fluid flow in the reservoir using the PerGeos software product with the Filtered Back Projection reconstruction algorithm . All this increases the degree of reliability of the reservoir structure in hard–to–recover reserves and makes it possible to create a volumetric model of an object that is close to reality, which ultimately has a positive effect on the calculation of reserves for a specific research object.

Keywords: porosity; computer microtomography; visualization of the pore space

References

1. Maksimov E.M. *Litologiia prirodnykh rezervuarov nefti i gaza* [Lithology of natural oil and gas reservoirs]. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 2008, 432 p.
2. Agafonova G.V., Varlamov A.I., Astashkin D.A. *Metodika izucheniia porod neftegazonosnykh kompleksov (detal'noe makroskopicheskoe opisanie kerna skvazhin)* [Methods for studying rocks of oil and gas complexes (detailed macroscopic description of well core)]. Moscow, VNIGNI Publ., 2015, 172 p.
3. Martin J. Blunt, Branko Bijelijic, Hu Dong, Oussama Gharbi, Stefan Iglauer, Peyman Mostaghimi, Adriana Paluszny, Christopher Pentland. Pore-scale imaging and modelling//Journal Advances in Water Resources 51(2013) 197-216.
4. Dmitrieva T.G., Rashkovskii A.Iu., Artemov N.A. *Protokol ispytanii № 2017-07-13 mCT0001. NATs RN im. V.I. Shpil'mana. Otchet o NIR* [Test Report No. 2017-07-13 mCT0001. NAC RN them. IN AND. Spielman. Research report]. Moscow, SMA Publ., 2017, 38 p.
5. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A. *Opredelenie emkostnykh svoistv porod-kollektorov s primeneniem rentgenovskoi tomografii kerna* [Determination of capacitive properties of reservoir rocks using x-ray tomography of the core]. Perm, 2014, pp. 120–128.

Металлоинвест

Ресурсы создают возможности

www.metalloinvest.com

РЕКЛАМА

УДК 553.9

И.В. Шпуров
д-р техн. наук
профессор
ФБУ «ГКЗ»[1]
генеральный директор
ShpurovIV@gkz-rf.ru

Т.А. Коровина
канд. геол.-мин. наук
ООО «Корэтест Сервис»[2]
главный специалист
korovina_ta@coretest.ru

Е.А. Романов
канд. геол.-мин. наук
ООО «Корэтест Сервис»[2]
генеральный директор
romanov@coretest.ru

В.В. Шиманский
д-р геол.-мин. наук
НПО «Геологоразведка»[3]
управляющий директор
geo@geolraz.com

Повышение достоверности геологической информации. Система геологического изучения недр

[1]Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.
[2]Россия, 625003, Тюмень, ул. Ленина, 2а.
[3]Россия, 192019, Санкт–Петербург, ул. Фаянсовая, 20, к. 2, лит. А.

Статья посвящена анализу структуры геологической информации о нефтегазопродуктивных отложениях и критериям ее достоверности. Структура геологической информации классифицирована на три этапа: «Парадигма нефтегазоносности», «Реконструкция условий формирования (геологическое моделирование)» и «Параметризация геологической среды». Каждый из них характеризуется своими областью решаемых задач и критериями достоверности. На этапе выбора «Парадигмы нефтегазоносности» превалирующую роль в обеспечении достоверности играют актуальные региональные и зональные концепции нефтегазоносности, согласованные геологическим сообществом. На этапе «Параметризации геологической среды» определяющими критериями становятся стандартизация и сертификация методов изучения (методики измерения/испытания, калибровка, поверка и др.). Эта область деятельности полностью зависит от недропользователя, а достоверность определяется качеством и полнотой нормативной базы параметризации. На этапе «Реконструкций условий формирования (геологического моделирования)» усилия науки и недропользователей в обеспечении достоверности геологической информации паритетны. Показано, что для повышения достоверности геологической информации важно сочетание этих взаимообусловленных составляющих

Ключевые слова: геологическая информация; достоверность геологической информации; критерии достоверности; параметризация геологической среды; реконструкция модели геологической среды; геологическая парадигма; геологические и геофизические методы

Достоверность геологической информации определяется сложной структурой самого этого понятия и конкретной спецификой рассматриваемого природного комплекса и совокупности решаемых задач. Это касается всех типов полезных ископаемых и всех видов месторождений. В геологически обоснованном сочетании общего и индивидуального заложена успешность решаемой геологической задачи. На разных этапах геологического изучения роль обеих составляющих закономерно меняется. Но формализованных алгоритмов их сочетания не существует и не может существовать, поскольку прогнозные, поисковые критерии, а затем разведочные и, как следствие, эксплуатационные определяются не только текущим состоянием геологической среды, но и всей предшествующей историей ее формирования и конкретикой решаемой задачи. Достоверность же планетарных и даже региональных геологических процессов имеет вероятностный характер, базирующийся на совокупности разных по масштабу и детальности косвенных сведений, складывающихся в некие парадигмы, **в большей и меньшей степени разделяемые сообществами специалистов**. Дискуссионность представлений во всех сферах геологических знаний неизбежно сохраняется вне зависимости от текущего практического применения каждой из них. В процессе применения все они уточняются на новых данных и изменяющихся технических, технологических и информационных возможностях (инструментах) исследований. Пожалуй, наиболее перспективным принципом в развитии геологических представлений является **минимизация противоречий между текущим уровнем геологического знания об изучаемой природной системе и объективными результатами ее исследования,** т.е. измеряемыми (испытуемыми) и регистрируемыми параметрами.

Таким образом, в целом достоверность геологической информации на данном этапе геологических знаний заключается в достижении минимально противоречивой совокупности геологических представлений о конкретной природной системе и полученных в результате ее исследования параметров и характеристик.

В прикладном смысле такой подход позволяет без изменения всей системы знаний вначале уточнять геологические представления в одном аспекте. А затем, **если устанавливается определяющий характер его влияния** на поисковые критерии и/или промысловые перспективы изучаемого объекта, **анализируется целесообразность и обоснованность изменения** возможно более масштабных, геологических парадигм. Но они также могут сохранить свою достоверность и в усеченных или даже в первоначальных рамках.

На ***рис. 1*** приведена обобщенная схема структуры геологической информации и факторов ее достоверности, а также инструментов повышения этой достоверности, относящихся к подсчету запасов и проектированию разработки месторождений углеводородов.

В разделе «Парадигма формирования» (далее – «Парадигма») приведены две существующие концепции, различие которых по существу делит геологическое сообщество на две группы: «фиксистов» и «мобилистов». Это наиболее примитивная утрированная иллюстрация ситуации, которая характеризует общее состояние дискуссионности при сборе и интерпретации региональной геологической информации, с которой начинается и которой заканчивается всякая геологическая работа. И в каждой из них существует свой набор критериев достоверности. Наименования, относящиеся к первому направлению, залиты желтым цветом, ко второму – отмечены красным шрифтом.

Но уже на стадии «Реконструкции условий формирования» (далее – «Реконструкция») обе парадигмы обретают один и тот же конкретный инструмент геологического изучения, сбора и интерпретации информации. Достоверность геологической информации на этом этапе определяется достоверностью «Параметризации геологической среды» (далее – «Параметризация»). Но на этапе «Параметризации» понятие достоверности существенно усложняется, поскольку помимо обязательности обеспечения минимально достаточной охарактеризованности геологического объекта каждым из регистрируемых параметров появляется необходимость их надлежащего качества (точность, прецизионность). Современным инструментом «Реконструкции» является в конечном итоге моделирование. На его основе выполняется и подсчет (пересчет) запасов углеводородов и проектирование технологий разработки месторождений.

Конечно, сложно ограничивать определение достоверности геологической модели только лишь размером отклонения от объема зарегистрированных запасов.

Очевидно, что достоверность геолого-гидродинамических моделей зависит от достоверности применяемой для их создания геологической информации. И вот здесь формируется ее непосредственная и взаимообусловленная основа. Начнем с Параметризации.

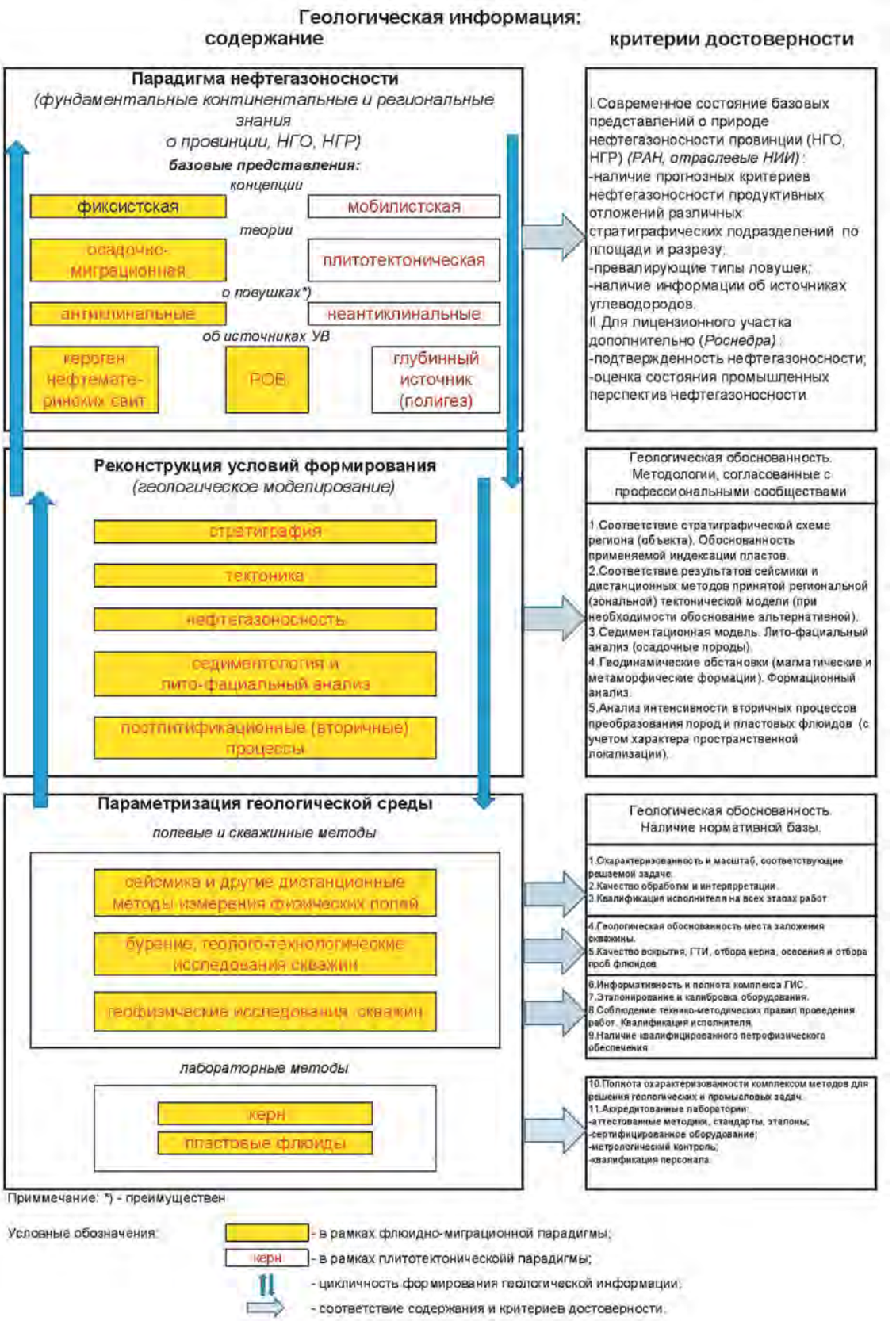


Рис. 1.
Схема накопления геологической информации и повышения ее достоверности

Перечень параметров, необходимых для формирования геологической модели, может рассматриваться с двух точек зрения: необходимой и достаточной. Необходимость имеющихся в распоряжении специалиста по подсчету запасов параметров определяется алгоритмом подсчета, и руководствуется он «Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», а также их качеством. В этой связи в понятие «необходимость» логично включаются метрологические требования к оценке качества всех количественных параметров, применяемых при подсчете запасов, т.е. метрологической достоверности (точность, прецизионность) параметризации среды. Достаточность – понятие более субъективное и определяется набором таких факторов, как предшествующая изученность объекта, наличие региональных представлений о регионе (зоне) его размещения (стратиграфия, тектоника, доказанная нефтегазоносность и др.), наличие опробованных и согласованных сообществом специалистов алгоритмов интерпретации параметров (интерпретированная геологическая информация).

Достоверность геологической информации на данном этапе геологических знаний заключается в достижении минимально противоречивой совокупности геологических представлений о конкретной природной системе и полученных в результате ее исследования параметров и характеристик

Таким образом, достоверность геологической информации в части задач, решаемых на стадии параметризации геологической среды, представляет собой согласованную, отвечающую индивидуальным метрологическим требованиям совокупность измерений и испытаний, которые осуществляются сертифицированными и метрологически аттестованными техническими, методическими и технологическими средствами.

Накопление параметров через увеличение размера выборок (охарактеризованности) и расширение комплексности характеристик повышает достоверность знания об объекте геологического изучения. В процессе совершенствования Параметризации формируются основания для обоснованного пересмотра критериев Реконструкции. Инструментом совершенствования критериев Реконструкции являются **согласованные сообществом специалистов** стратиграфическая, тектоническая модели и оценка перспектив нефтегазоносности в региональном (зональном) масштабе.

Накопление информации и повышение ее достоверности на стадии Реконструкции должны реализовываться в корректировке Парадигмы формирования, которая также выполняется путем согласованного сообществом специалистов принятия решения о критериях прогноза нефтегазоносности той или иной провинции (НГО, НГР).

Очевидно, что в этой связи возникает вопрос о соотношении практического и научного подходов к формированию геологического знания. На наш взгляд, научная составляющая может и должна сопровождать последовательность его формирования на всем протяжении, но на каждой стадии имеет свои особенности.

На этапе Параметризации задачей науки является разработка (опробование, тестирование) новых методов изучения, оборудования и программного обеспечения, оценка их эффективности для применения в различных геологических объектах и для решения конкретных геолого-промысловых задач. Результатом такой работы должна стать разработка рекомендаций по перечню применяемых инструментов и порядку их применения. Окончательное внедрение, – выбор оборудования, метрологическая аттестация рекомендуемых методик и т.п. на основании рекомендаций, – выполняется недропользователями в соответствии с особенностями их лицензионных объектов.

На этапе Реконструкции роль науки связывается с накоплением геологической информации и анализом (актуализацией) на этой основе всех составляющих ее критериев. В конечном итоге она заключается в подготовке проектов решений, которые выносятся на обсуждение профессионального сообщества ученых и практиков для принятия актуальной концепции в каждой из областей этапа Реконструкции (межведомственные региональные и/или всероссийские совещания).

К собственно научным относятся геологические знания, формирующие Парадигму нефтегазоносности вообще и ее особенностей в каждой из провинций (во всяком случае сегодня).

Практическая составляющая, входящая в сферу ответственности недропользователей,

имеет свою специфику, но в конечном итоге именно она создает основу повышения достоверности геологической информации.

На этапе Параметризации недропользователь обеспечивает создание лабораторной, технической и технологической базы для наиболее современного уровня геологического изучения недр. Обеспечивает надлежащее соблюдение технических (оборудование, инструменты), метрологических (точность, прецизионность, поверка, калибровка, эталонирование) и методических (аттестация, сертификация) требований к получаемой информации. Проводит ее комплексную интерпретацию, оценку актуальности и обоснование алгоритмов интерпретации.

На этапе Реконструкции выполняет полный комплекс реконструкции условий формирования объекта, руководствуется утвержденными документами (Стратиграфический и Петрографический Кодексы, решения межведомственных совещаний и др.) и требованиями методических рекомендаций по проведению выбранной стадии работ (подсчет запасов, проектирование ОПР, обоснование КИН, проектирование разработки). Полноправно участвует в принятии всех решений, находящихся в компетенции межведомственных совещаний, выносит на их рассмотрение наиболее актуальные вопросы, инициирует их первоочередное рассмотрение через государственные (ГКЗ, ЦКР), научные (отделения и секции РАН) структуры.

В формировании Парадигмы нефтегазоносности недропользователи принимают участие, сообразуясь с уровнем геологических исследований и, главным образом, перечнем проблем, с которыми они сталкиваются в процессе практической работы, решение которых, с точки зрения недропользователя, не может быть достигнуто без изменения основополагающих концепций и представлений.

Таким образом, создаются условия не только для постоянного повышения достоверности геологической информации, но и формирования геологического знания путем совершенствования инструментов ее получения, практического накопления и научной актуализации геологических представлений.

Очевидно, что путь от повышения достоверности геологической информации к достоверности оценки ресурсов, подсчета запасов и обоснованности проектов разработки лежит через организацию качественной высоко профессиональной экспертизы, независимой от личных научных воззрений, осуществляющей свою деятельность исключительно в рамках действующих актуальных документов, предварительно согласованных геологическим сообществом и/или регламентирующих (нормативных) методических документов.

Рассматривая проблему достоверности геологической информации в контексте проблем подсчета запасов и проектирования разработки, необходимо коснуться еще одного аспекта, роль которого нельзя не учитывать сегодня при освоении месторождений на территории Российской Федерации. Речь идет о широком внедрении зарубежных оборудования, технологий, методов и методологий, а также о зарубежном сервисе.

Как становится понятным из приведенной выше логики формирования геологической информации, применение зарубежного опыта не может рассматриваться в отрыве от особенностей сложившейся за многие десятилетия методологии сбора и интерпретации разнообразной геологической информации и, самое главное, геологии территории и отдельных объектов.

Необходимо не растерять то, что было накоплено в геологическом изучении недр в прошлом веке, дополнить современными геологическими знаниями (в том числе и в новых парадигмах), актуализировать всю совокупность информации и создать условия для эффективного повышения ее геологической достоверности

Кроме того, определяющую роль здесь играют особенности организации недропользования в России по сравнению с зарубежными странами. Речь идет не о правовых, а именно о геологических и промысловых различиях в организации работ. А их идеология, по мнению авторов, настолько различна, что следует обращать внимание на проблему уже на стадии выбора методов лабораторного исследования.

Приведем простой пример широко разрекламированного оборудования для определения карбонатности горных пород, основанного на кислотном растворении (карбонатометрия). Для Западной Сибири это оборудование не соответствует требованиям задачи, поскольку к региональной особенности карбонатизации относится сидеритизация, которая в данном методе не вскрывается. Таким образом, карбонатность пород систематически занижается, что

существенно для интерпретации методов ГИС, зависящих от плотности (акустический каротаж и др.) и содержания железа (нейтронные методы). А естественное стремление к исправлению ситуации за счет применения дополнительных методов исследования приводит к неизбежному удорожанию комплекса лабораторных исследований.

Краткие ремарки, приведенные выше, свидетельствуют о необходимости реконструкции нормативной базы в области геологического изучения недр. По мнению авторов, проблемы распространяются на всю отрасль недропользования – нефтегазовая не является здесь исключением. Поэтому необходимо не растерять то, что было накоплено в геологическом изучении недр в прошлом веке, дополнить современными геологическими знаниями (в том числе и в новых парадигмах), актуализировать всю совокупность информации и создать условия для эффективного повышения ее геологической достоверности.

В заключении хотелось бы отметить, что в большей степени приведенные выше соображения вытекают из опыта работы авторов в условиях советской отраслевой системы, в рассматриваемом аспекте весьма эффективной, а затем в современных условиях недропользования. И, как следствие, возникает возможность сравнивать и видеть недостатки и преимущества одного и другого периодов, что и послужило основанием для данной публикации.

Стремление к достоверности также неисчерпаемо в геологии, как и к истине в философии. Но это не означает, что дело может быть пущено на самотек.

UDC 553.9

I.V. Shpurov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Director General of State Commission on Mineral Reserves[1], ShpurovIV@gkz–rf.ru.
T.A. Korovina, PhD, Chief Specialist of OOO “Coretest Servis”[2], korovina_ta@coretest.ru.
E.A. Romanov, PhD, Director General of OOO “Coretest Servis”[2], romanov@coretest.ru.
V.V. Shimansky, Doctor of Geology and Mineralogy, Managing Director of Scientific and Production Association “Geological exploration”[3], geo@geolraz.com.

[1]54, bldg 1, Bolshaya Polyanka str., Moscow, 119180, Russia.
[2]2a Lenin str., Tyumen, 625003, Russia.
[3]20, structure 2, bldg A, Fayansovaya str., St. Petersburg, 192019, Russia.

Improving the Reliability of Geological Information. Geological Survey System

Abstract. The article is devoted to the analysis of the structure of geological information on oil and gas producing sediments and the criteria of its reliability. The structure of geological information is classified into three stages: “Oil and Gas Paradigm”, “Reconstruction of Formation Conditions (Geological Modeling)” and “Parameterization of the Geological Environment”. Each of them is characterized by its area of tasks and reliability criteria. At the stage of choosing the “Paradigm of oil and gas potential”, the relevant regional and zonal oil and gas content concepts agreed by the geological community play an important role in ensuring the reliability. The current state of the basic concepts of petroleum potential is based on two alternative concepts: sedimentary migration and plate–tectonic. But already at the stage of “Reconstruction of the formation conditions (geological modeling)”, the validity criteria are based on the same models: stratigraphic, tectonic, sedimentation, facial, petroleum model and post–identification processes (secondary mineral formation). A necessary condition for the reliability of geological information at this stage is the implementation of all elements of systematization and geological interpretation of parameters of the geological environment. At the stage of “Parameterization of the geological environment,” standardization and certification of study methods (measurement / test methods, calibration, calibration, etc.) become the defining criteria of validity. This area of activity completely depends on the subsoil user, and reliability is determined by the quality and completeness of the regulatory framework of the parametrization methods. This stage covers all types of instrumental study of the geological environment: seismic and other remote sensing methods for measuring physical fields, drilling, geological and technological and geophysical studies of wells, and laboratory methods for studying rocks and formation fluids. At the stage of “Reconstruction of the formation conditions (geological modeling)” the efforts of science and subsoil users in ensuring the reliability of geological information are parity. It is shown that to increase the reliability of geological information it is important to combine these interdependent components. In general, the reliability of geological information at this stage of geological knowledge is to achieve a minimally contradictory set of geological ideas about a particular natural system and the parameters and characteristics obtained as a result of its research.

Keywords: geological information; reliability of geological information; validity criteria; parameterization of the geological environment; reconstruction of the geological environment model; geological paradigm; geological and geophysical methods.

УДК 550.8.052

К.В. Тараканов
ООО «Геофизическое бюро»[1]
директор
tarakanovkv@mail.ru

Признаки месторождений углеводородов на мелкомасштабных томографических моделях гравитационного поля

[1]Россия, 654034, Кемеровская обл., Новокузнецк, ул. Екимова, 20–8.

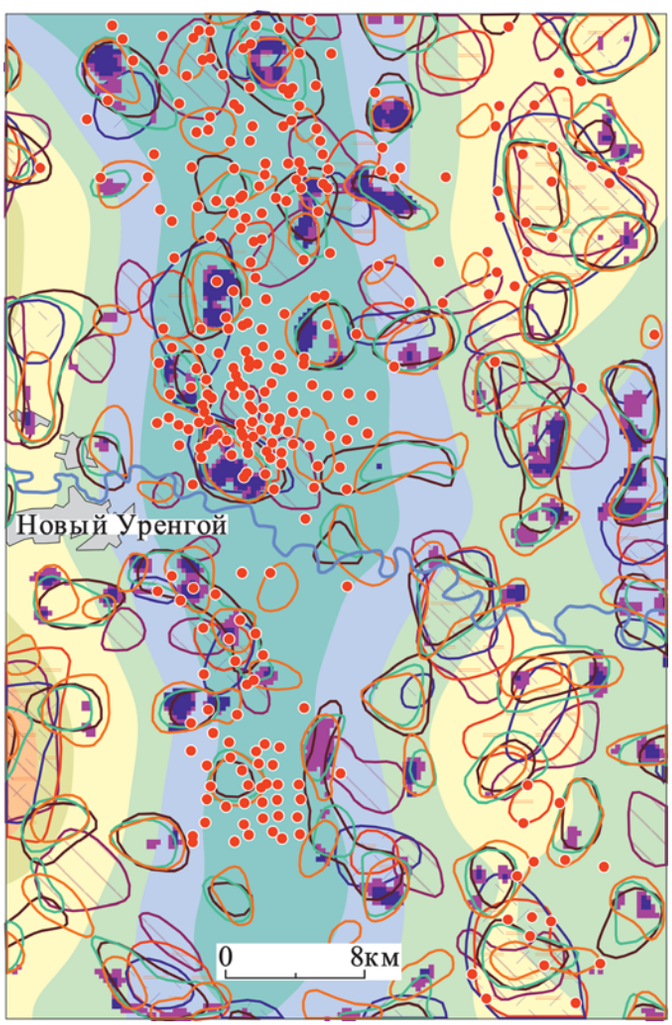
В результате томографического анализа мелкомасштабных данных гравитационного поля больших территорий Сибири и северо-запада Канады на полученных моделях выявлены одинаковые аномальные признаки месторождений нефти и газа. Установленные признаки позволяют прогнозировать новые месторождения на других площадях

Ключевые слова: гравитационное поле; томография; объемная модель; аномалия; месторождения углеводородов

Давно существует представление о том, что скопления низкоплотных углеводородов в высокопористых и трещиноватых породах (месторождения) должны вызывать отрицательный гравитационный эффект. Однако в наблюденном гравитационном поле месторождениям соответствуют как отрицательные аномалии, так и положительные. Такая неоднозначность вызывает недооценку гравиразведки как поискового метода.

Цель данной публикации – показать, что прямая связь «месторождение – аномалия» существует и достаточно хорошо проявляется на трансформациях гравитационного поля. Месторождения углеводородов можно локализовать даже по данным съемки масштаба 1:200000. Такой вывод сделан нами в результате выполненного анализа обширных территорий Западной и Восточной Сибири, Центральной Маккензи на северо-западе Канады. Авторский способ томографического анализа позволяет строить объемную (в нижнем полупространстве) трансформированную модель гравитационного поля для площадей сколько угодно больших размеров. Получаемая модель отличается достаточной детальностью, и ее можно визуализировать на планах и разрезах в более крупном масштабе, чем масштаб исходных данных. Перспективные неоднородности оконтуриваются не по значениям амплитуды, а по характерным аномалиям в структуре трансформации. Таким образом, выделяются все имеющиеся, в том числе слабовыраженные, локальные неоднородности поля, которые при традиционной количественной интерпретации остаются попросту невостребованными.

Рис. 1.
Схема аномалий гравитомографической модели южной части Уренгойского НГКМ с вертикальным градиентом гравитационного поля на глубине 5210 м (условные обозначения – на рис. 2)



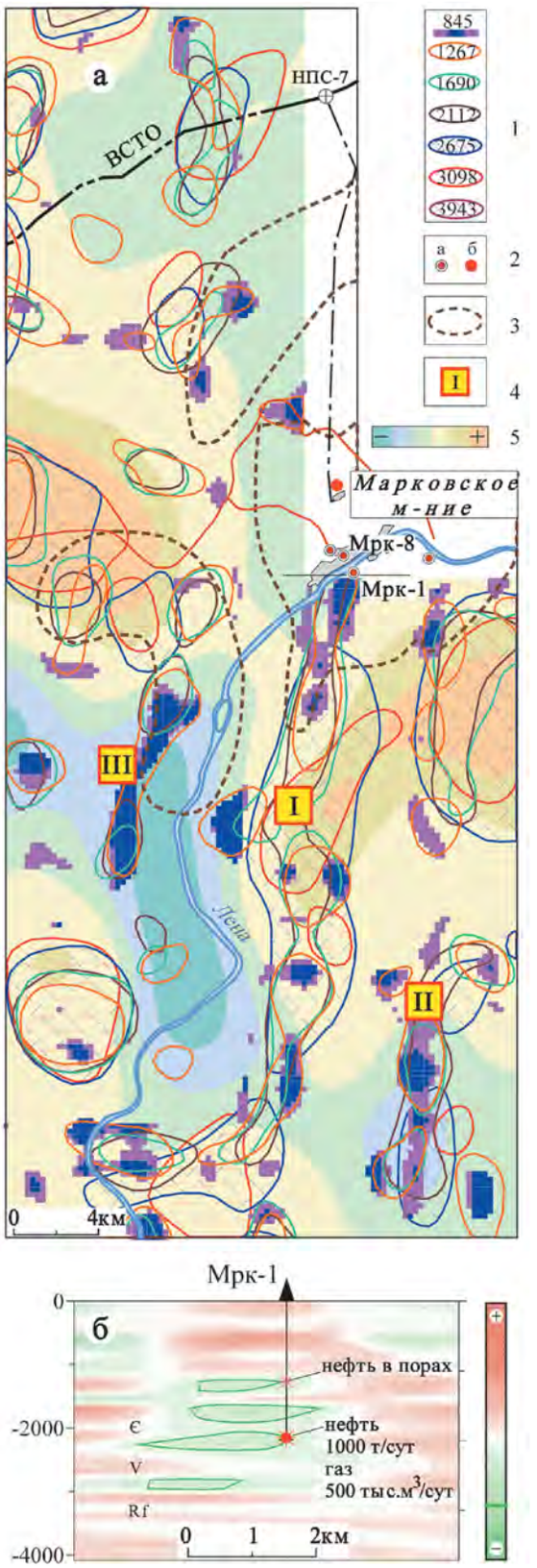
Результаты анализа показывают, что, независимо от региона, месторождения углеводородов на томографической модели проявляются одинаковыми признаками, а именно – группами локальных аномалий отрицательного знака на разной глубине, образующими «колонну аномалий», а горизонты над аномалиями характеризуются повышенными положительными значениями. При этом гравитационный фон более крупного порядка может быть любой: отрицательные или положительные аномалии, градиентные переходы между аномалиями. Обнаруженные признаки вполне соответствуют схематической модели нефтегазового месторождения: низкоплотные коллекторы под перекрывающими плотными породами.

На моделях обширных территорий явно заметно, что распределение «колонн аномалий», а вместе с ними и месторождений в значительной степени обусловлено разрывной тектоникой. Конечно, модель не отражает месторождение целиком и полностью. Предположительно, на ней проявляются только наиболее выраженные очаги разуплотнений в тектонических зонах, являющиеся одновременно и проводниками углеводородных флюидов, и промежуточными коллекторами. Полные границы месторождений, как правило, шире аномалий модели, вероятно, за счет присутствующих пластовых коллекторов.

На иллюстрациях показано, как отдельные известные месторождения проявляются на гравитомографических моделях.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, третье в мире по величине газовых запасов, из-за гигантских размеров иначе называемое газоскоплением, располагается на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение приурочено к Уренгойскому мегавалу – крупной (180 × 30 км) пологой брахиантиклинальной складке субмеридио-

Рис. 2.
Схема аномалий (а) и разрез (б) гравитомографической модели Марковского НГМ: 1 – неоднородности разуплотнения, отождествляемые с перспективными пластовыми коллекторами на глубине 845, 1267, 1690, 2112, 2675, 3098, 3943 м; 2 – скважины с притоками углеводородов (а), кусты эксплуатационных скважин (б); 3 – контуры месторождений; 4 – номера аномальных зон гравитомографической модели; 5 – шкала раскраски вертикального градиента гравитационного поля на глубине 3098 м.



нального простирания. Строение Уренгойского вала осложнено рядом локальных поднятий, которые насыщены газовыми залежами. В разрезе выделяются три этажа нефтегазоносности: сеноманский (глубина 1030–1260 м), неокомский (1700–3100 м), ачимовский (3500–4000 м). Палеозойский фундамент фиксируется геофизическими методами на глубине около 5–7 километров[1].

Уренгойское НГКМ было открыто скв. Р-2 в 1966 г. В настоящее время на месторождении насчитывается более 1300 эксплуатационных скважин, сгруппированных в кусты. В качестве лучших индикаторов залежей они показаны на схеме аномалий гравитомографической модели (***рис. 1***). Тесная корреляция аномалий модели в интервале глубины 845–3943 м и кустов скважин очевидна.

Марковское нефтегазовое месторождение в Иркутской области знаменито открытием в 1962 г. первой нефти в Восточной Сибири. Скв. Мрк-1 проектировалась как опорная для изучения геологического разреза. При проходке скважины с глубины 1280 м подняли образец, поры которого были насыщены полужидкой нефтью. Позднее с глубины 2165 м из карбонатного коллектора неожиданно вырвался фонтан нефти с дебитом 1000 т/сут. Аварийную скважину заглушили. Соседние скважины не оправдали ожидания. Как выяснилось, карбонатный пласт был промышленно нефтеносен только в узкой зоне дробления. Разведанные в осинском горизонте две залежи нефти, залегающие на глубине порядка 2200 м, приурочены к меридиональной зоне трещиноватых карбонатных пород шириной 2 км и длиной около 10 км. Дебит эксплуатационной скв. Мрк-8, расположенной рядом с Мрк-1, составил 2,75 млн т нефти в год [2].

Как видно на ***рис. 2***, гравитомографическая модель, построенная на основе данных съемки масштаба 1:200000, в полной мере отражает вышеприведенные факты. Высокопродуктивная нефтеносная зона дробления субмеридионального направления отчетливо обозначилась комплексом аномалий в интервале глубин 845–3098 м (аномальная зона I). Кроме того, неподалеку выявлены еще две группы аномалий аналогичного типа (зоны II и III). Перспективная

[1] ttp://www.trubagaz.ru/gkm/urengojjskoe–neftegazokondensatnoe–mestorozhdenie

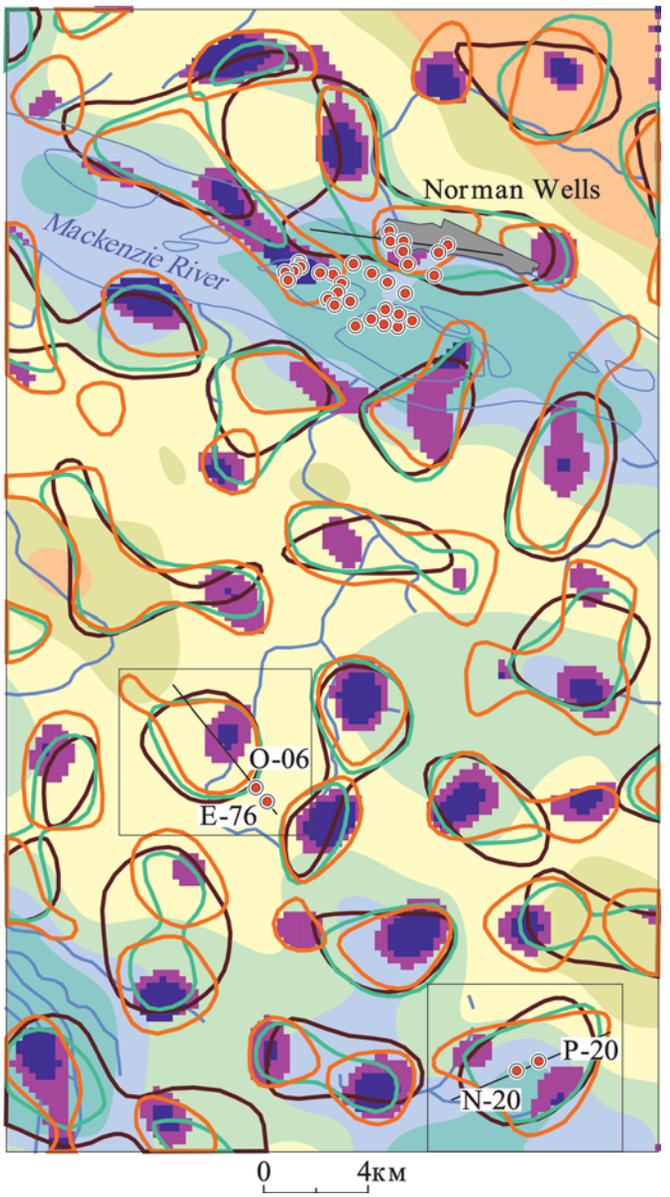


Рис. 3.
Схема аномалий гравитомографической модели Центральной Маккензи (условные обозначения – на рис. 2)

зона III частично входит в контур установленных залежей, зона II пока не охвачена поисками.

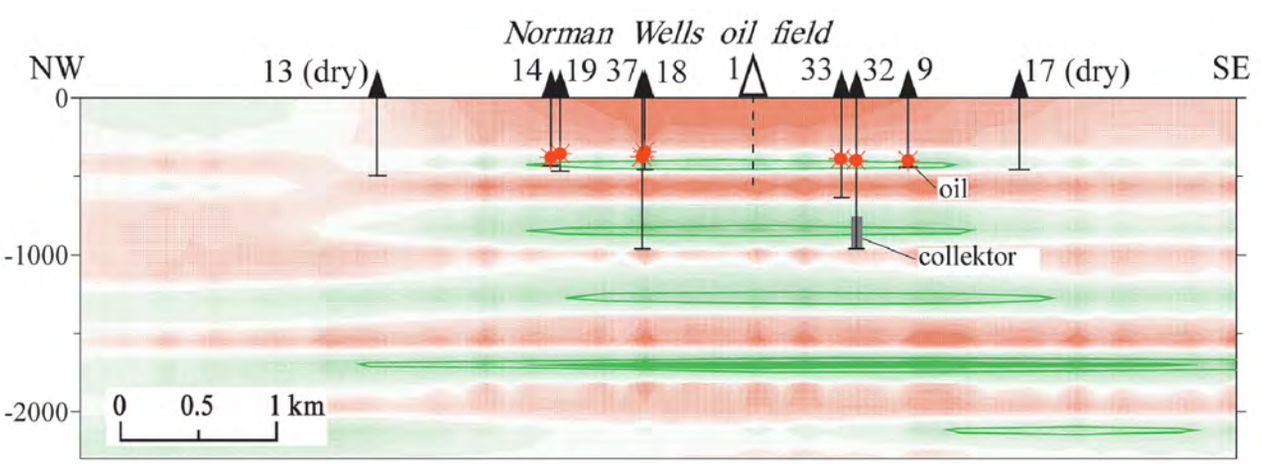
Нефтяное месторождение Norman Wells (Canada, *Northwest Territories*, *Central Mackenzie Valley*) находится в северо-западных территориях в 145 км южнее Полярного круга. В 1920 г. на правом берегу реки Маккензи, вблизи естественного нефтепроявления была пробурена скважина-первооткрывательница № 1, что послужило началом добычи нефти для нужд местных потребителей [5].

Нефтяная залежь приурочена к девонскому рифовому комплексу, вершина которого располагается на глубине от 320 до 650 м. Резервуар представляет собой раскристаллизованный известняк с различными типами пор. Большая часть запасов лежит под р. Маккензи, долина которой расширяется в Норман Уэллс до 5 км. В 1982 г. было проведено значительное расширение промысла, которое включало сооружение шести искусственных островов на реке Маккензи, бурение 253 скважин и строительство 870 км трубопровода в южном направлении к магистральному нефтепроводу.

На томографической модели гравитационного поля[2] месторождение проявляется локальными аномалиями отрицательного знака в интервале глубин 422–2112 м на фоне более крупной отрицательной аномалии (***рис. 3***). На вертикальном разрезе модели верхняя из аномалий удовлетворительно совпадает с положением залежи в скважинах (***рис. 4***). Как видно на разрезе, скважины 13 и 17, оказавшиеся «сухими», не попадают в контур аномалии. Более глубокой разведочной скв. 32 вскрыт еще один перспективный коллектор, которому также соответствует аномалия

[2] Data: Central Mackenzie Valley–400m–GRAV–Bouguer, 2250m filter–Bouguer, filtre de 2250m; http://gdr.agg.nrcan.gc.ca/gdrdap/dap/search–eng.php

Рис. 4.
Разрез гравитомографической модели месторождения Norman Wells

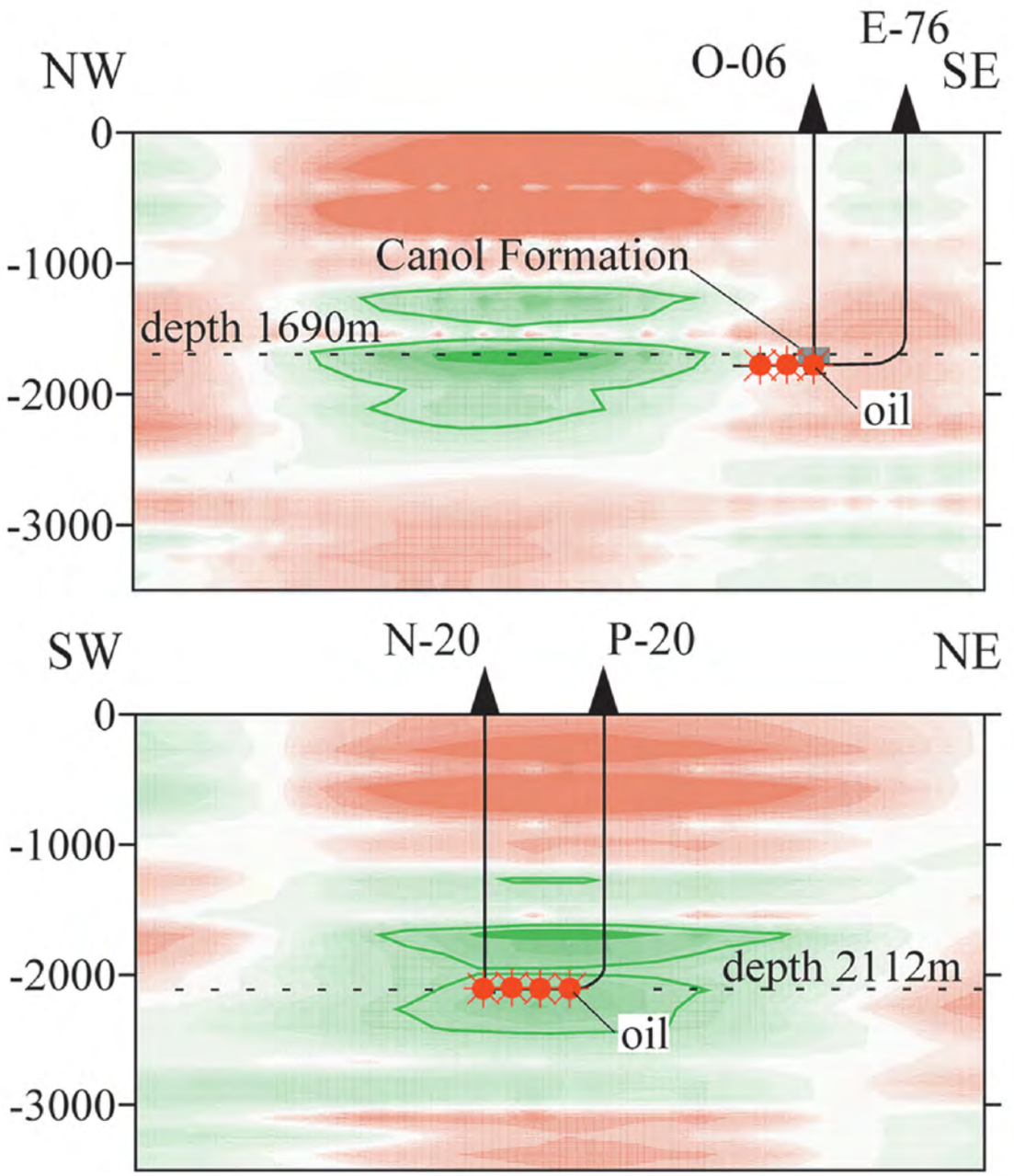


модели на глубине порядка 845 м. Аналогичные аномалии, даже более интенсивные, расположены еще ниже по разрезу.

В настоящее время на месторождении *Norman Wells* падает объем добычи нефти. Результаты томографического анализа гравитационного поля позволяют полагать, что одним из путей решения данной проблемы может стать разведка нижних горизонтов. Модель показывает, что для этого есть основания, а наиболее выразительные признаки крупной залежи наблюдаются на глубине порядка 1690 м.

В достоверности аномалий гравитомографической модели можно также убедиться на результатах поисковых работ, проведенных компанией *ConocoPhillips* южнее месторождения *Norman Wells*. Вертикальными скв. O-06 и N-20 на двух участках были выявлены нефтяные залежи. Пройденные затем скв. E-76 и P-20 с горизонтальным окончанием подтвердили открытие месторождений [4]. Обе залежи отмечаются аномалиями гравитомографической модели не только в плане, но и на разрезах (***рис. 5***). Можно добавить, что модель указывает на пропущенный в скв. N-20 продуктивный горизонт на глубине порядка 1690 м.

Рис. 5.
Разрезы гравитомографической модели на участке EL470 компании ConocoPhillips



Выводы

Признаки, установленные на гравитомографических моделях известных нефтегазовых месторождений, позволяют использовать их в качестве критериев прогноза новых месторождений на слабоизученных площадях. Государственной гравиметрической съемкой масштаба 1:200000 охвачена практически вся территория страны. Благодаря этому возможно заранее оценить перспективы любого участка недр. В качестве представительного примера сошлемся на один из небольших участков Нижнеангарского НГР, который, по нашим данным, выгодно отличается от других участков концентрацией вышеуказанных признаков и здесь можно ожидать открытия двух месторождений, но в числе перспективных участков он не значится [1]. Другим примером может быть Берямбинское газовое проявление в том же районе, где восемью скважинами безуспешно пытались обнаружить промышленные залежи в 20-километровом интервале Ковинской антиклинали, выявленной сейсморазведкой. В середине 2016 г. недропользователь был вынужден поставить вопрос о целесообразности дальнейших поисков. Гравитомографическая модель же показала признаки залежей, но не в своде, где их искали, а в западном крыле антиклинали, всего в 4 километрах от неудачных скважин. Чтобы избежать подобных просчетов, следует всего лишь воспользоваться уже имеющимися данными гравиразведки.

Литература

1. Перспективные лицензионные участки Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Д.В. Миляев. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2017. 203 с.
2. Попов Д.Д. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности базальных терригенных отложений венда западной, юго-западной частей Непско-Ботуобинской антеклизы //Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле». 2011. № 1. С. 173–189.
3. Тараканов К.В. Перспективы глубоких горизонтов Новопортовского месторождения по результатам томографии гравитационного поля //Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2017. № 1. С. 124–128.
4. File No. NWT-SDD-2015-001: ConocoPhillips Canada Resources Corp., Application for a Declaration of Significant Discovery for the Dodo Canyon E-76 and Mirror Lake P-20 Wells. September 7, 2016.
5. Kenneth F. Statham. Stratigraphy and Reservoir Properties, Devonian Kee Scarp Formation, Norman Wells, Northwest Territories//Geological Sciences University of Saskatchewan, 1969. Доступно на: https://ecommons.usask.ca/handle/10388/etd-07112012-112832 (обращение 03.10.2018).

UDC 550.8.052

K.V. Tarakanov, director of OOO “Geofizicheskoe byuro”[1], tarakanovkv@mail.ru
[1]20 Ekimov str., Novokuznetsk, Kemerovo region, 654034, Russia.

Attributes of Deposits of Hydrocarbons on Small-scale Tomographic Models of a Gravitational Field

Abstract. As a result of the tomographic analysis of small–scale data of a gravitational field of greater territories of Siberia and northwest of Canada on received models identical abnormal attributes of oil fields and gas are revealed. The established attributes allow to predict new deposits on other areas.

Keywords: gravitational field; tomography; volumetric model; anomaly; deposits of hydrocarbons.

References

1. *Perspektivnye litsenzionnye uchastki Vostochnoi Sibiri i Respubliki Sakha (Iakutiia)* [Perspective license areas of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)]. Executive editor D.V. Miliaev. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2017, 203 p.
2. Popov D.D. *Osobennosti geologicheskogo stroeniia i perspektivy neftegazonosnosti bazal’nykh terrigennykh otlozhenii venda zapadnoi, iugo-zapadnoi chastei Nepsko-Botuobinskoi anteklizy* [Features of the geological structure and oil and gas potential of the basal terrigenous Vendian sediments of the western, southwestern parts of the Nepsko-Botuobinsky anteclise]. *Izvestiia Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriia «Nauki o Zemle»* [News of the Irkutsk State University. Series “Earth Sciences”], 2011, no. 1, pp. 173–189.
3. Tarakanov K.V. *Perspektivy glubokikh gorizontov Novoportovskogo mestorozhdeniia po rezul’tatam tomografii gravitatsionnogo polia* [Prospects for deep horizons of the Novoportovskoye field based on the results of tomography of the gravitational field]. *Geologiia i mineral’no-syr’evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], 2017, no. 1, pp. 124–128.
4. File No. NWT-SDD-2015-001: ConocoPhillips Canada Resources Corp., Application for a Declaration of Significant Discovery for the Dodo Canyon E-76 and Mirror Lake P-20 Wells. September 7, 2016.
5. Kenneth F. Statham. Stratigraphy and Reservoir Properties, Devonian Kee Scarp Formation, Norman Wells, Northwest Territories//Geological Sciences University of Saskatchewan, 1969. Avialable at:https://ecommons.usask.ca/handle/10388/etd-07112012-112832 (accessed 3 October 2018).

УДК 553.04

Ю.А. Волков
канд. физ.-мат. наук
член-корреспондент РАЕН
член ЕСОЭН
ООО «ЦСМРнефть»[1] при АН Республики Татарстан
генеральный директор
yua@csmr.ru

Новая методология подготовки геологической основы под обоснование ГТМ, бурение новых скважин, аудит запасов и ресурсов УВС

[1]ООО «Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений». Россия, 420097, Республика Татарстан, Казань, ул. Лейтенанта Шмидта, 35а, офис 112.

Чтобы оптимизировать добычу и повысить коэффициент извлечения нефти на объектах, прежде всего – независимых (малых) нефтяных компаний, которые более всего предрасположены к новациям, предлагается взглянуть на вступившую в силу с 2016 г. классификацию запасов и ресурсов углеводородного сырья через призму тех возможностей, которые предоставляет наличие количественной оценки степени их геологической изученности

Ключевые слова: оптимизация добычи и максимизация коэффициента извлечения нефти; цифровые платформы в нефтедобыче; количественная оценка степени геологической изученности запасов нефти; плотность накопленных знаний; геологические и геолого–гидродинамические модели; прогнозирование показателей разработки нефтяных месторождений; новая классификация; аудит и подсчет запасов углеводородного сырья

1. По результатам более чем 10-летнего опыта анализа разработки длительно эксплуатируемых объектов Западной Сибири [1] установлено, что при используемых в этом регионе способах сбора и методах обработки геолого-промысловых и геолого-геофизических данных возможная количественная оценка степени геологической изученности запасов и ресурсов подобных объектов (ВИ, возможная изученность) может достигать в среднем 1,18.

Полученные нами количественные оценки исходной изученности (ИИ, исходная изученность) объектов, с которыми ООО «ЦСМРнефть» пришлось работать с 2003 по 2015 гг., т.е. оценки изученности, достигнутой по этим объектам нашими предшественниками, изменялись в пределах от 0,67 до 0,83. Это означает, во-первых, что мы всегда начинали работать с «недоизученными» объектами: например, при ИИ = 0,83 (пласт Х одного из месторождений) «недоизученность» составляла (1,18–0,83)/1,18·100%, = 29,7%, а при ИИ = 0,67 – 43,2%. Это при том, что все эти объекты давно разбурены, активно эксплуатируются, все – с запасами категории А и т.д. Во-вторых, поскольку «недоизученны-

ми» оказались все «попавшие нам под руку» объекты (мы их не выбирали), то естественно было высказано предположение, что точно в таком же состоянии находится степень геологической изученности запасов всех прочих российских месторождений УВС и что существенное расхождение фактических и расчетных технологических показателей разработки для них [2] обусловлено прежде всего низкой плотностью тех знаний (ПНЗ, плотность накопленных знаний), которые закладываются «модельерами» во всевозможные пакеты программ и гидродинамические симуляторы (ГДС).

2. По результатам анализа разработки длительно эксплуатируемых объектов Западной Сибири был сформирован и введен в рассмотрение [3] количественный критерий качества *геофизической обоснованности запасов* $К_{гоз}$, который определяется как отношение среднеквадратичной погрешности прогноза дебитов новых скважин по данным интерпретации ГИС и пр. (т.е., «по науке»), к среднеквадратичной погрешности прогноза дебитов тех же скважин по соседним пробуренным скважинам (т.е., как это обычно делается на практике). В дальнейшем было показано, что с помощью статистического моделирования можно достаточно точно посчитать достижимое для каждого месторождения или региона значение $К_{гоз}$. В [4] это значение обозначено как $К_{кач}$, где нижний индекс говорит о том, что при прогнозировании показателей разработки на моделях, для которых $К_{гоз}$ близок к $К_{кач}$, геологические риски становятся минимальными. Для рассмотренных нами 9 объектов Западной Сибири $К_{кач}$ = 0,85. А так как геологическая изученность, в отличие от погрешности прогнозирования показателей разработки, от проекта к проекту должна расти, то мы сочли целесообразным определить ее как величину, обратную $К_{гоз}$. Тогда получается, что возможная (достижимая) изученность рассмотренных нами 9 западносибирских объектов ВИ = $1/К_{кач}$ = 1/0,85 = 1,18.

3. Понятие «геологическая изученность» используется уже давно в самых различных отраслях. Оно «обросло» огромным количеством методических разработок, руководящих документов, приказов и даже законодательных актов. Специалисты, работающие в этих отраслях (в том числе в нефтегазодобывающей отрасли, НГДО) к этому понятию привыкли, каждый по-своему. В каждой из отраслей разработано множество своих (специфических) количественных критериев, позволяющих оценивать степень изученности тех природных объектов, которые представляют для них особый интерес. Поэтому, например, представить дело так, что до сих пор в НГДО геологическая изученность запасов УВС количественно не оценивалась, а теперь мы предлагаем это делать, вряд ли удастся. По крайней мере, придется долго разбираться в том, как ее оценивали до сих пор и чем наш вариант лучше. Поэтому сформированный и введенный в рассмотрение параметр $К_{гоз}$ [3] мы сразу же стали «приспосабливать» к количественной оценке плотности тех знаний, которые удается извлечь из накопленных данных при создании геолого-петрофизической модели [1, 3, 5, 6].

Впервые потребность ввести в рассмотрение такое понятие и даже попытаться сформулировать принципы ***плотного накопления знаний*** проявилась через 2–3 года после того, как мы начали работать над проблемой «Обоснование систем разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан горизонтальными скважинами» (1991–2005 гг.) [7]. К этому времени основным специалистам, которые вели эту работу, стало понятно, что эффективное внедрение в практику нефтедобычи той или иной (тем более – новой) технологии возможно лишь при достаточно высокой степени геологической изученности запасов рассматриваемых залежей. Но что значит достаточно высокая степень изученности? Как ее обеспечивать, если каждое из вводимых в разработку месторождений может в течение длительного времени оставаться практически неразбуренным или находится в «опытной эксплуатации»? Таким образом, получилось, что для решения проблемы «Обоснования ...» нужно было прежде всего (или одновременно) решать некоторые проблемы совершенствования научных основ разработки нефтяных месторождений [8].

Одна из схем организации научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (НИР и ОПР), обеспечивающих создание и совершенствование технологий нефтеизвлечения за счет плотного накопления знаний об объектах разработки (***рис. 1а***), была предложена в [9]. Оригинальность этой схемы – в наличии четко обозначенных блоков и переходов между ними как по строгим (количественным) критериям ε_1, ε_2, …, ε_5, так и «вслепую» (или «по интуиции»), т.е., когда объективно установленные количественные критерии еще не определены (переходы I, II, …, V). Количество блоков, в зависимости от целей исследования, может быть любым. Функционал и предназначение каждого из них – тоже. Число специалистов и/или коллективов, включенных в процесс взаимодействия между собой – не менее числа блоков, которые могут находиться в разных районах, городах, странах. Но если функционал каждого из них и каждого включенного в работу по схеме специалиста

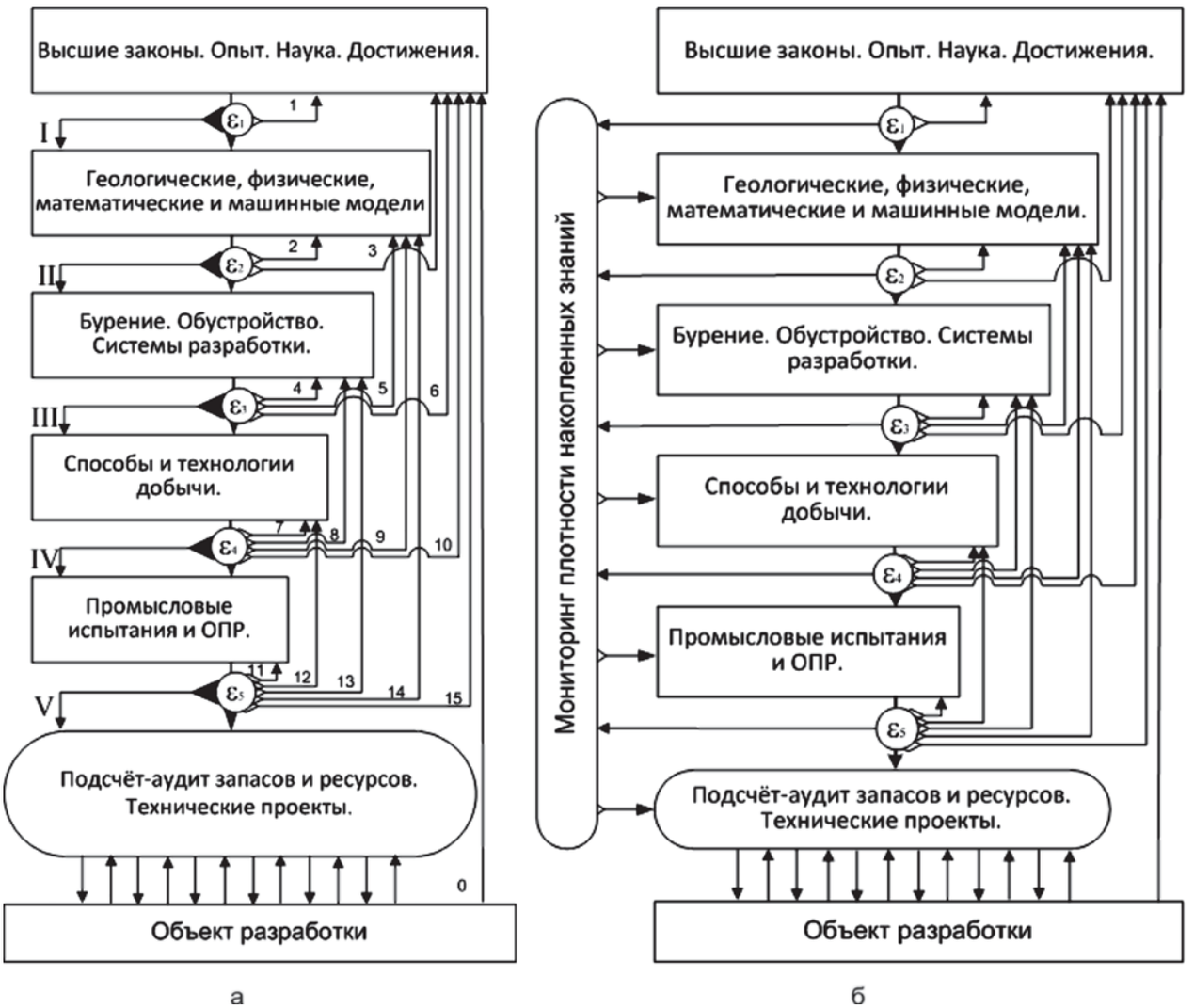


Рис. 1.
Схема организации научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (НИР и ОПР), обеспечивающих создание и совершенствование технологий нефтеизвлечения за счет плотного накопления знаний об объектах разработки

регламентированы, то ясно, что управление процессом создания конечного продукта можно автоматизировать.

Однако теперь, после работы над проблемой обоснования систем разработки месторождений УВС горизонтальными скважинами, после анализа разработки объектов Западной Сибири и на фоне работы над созданием научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений стало ясно, что:

– $К_{гоз}$ характеризует не только качество интерпретации ГИС, но и в целом качество той геолого-петрофизической модели, на основе которой прогнозируются показатели дальнейшей разработки рассматриваемого объекта. При этом, видимо, даже не очень важно, в какой именно ГДС эта модель будет загружена, так как качество прогнозирования определяет не ГДС, а то, что в нее закладывают, и модельер – с его опытом и ИТ-инструментарием;

– аналогичных количественных критериев, если над их формированием работать целенаправленно, может быть очень много: в частности, на выходе каждого из блоков схемы, представленной на ***рис. 1а***, может быть сформирован количественный критерий качества той работы, которая исполняется в данном блоке; сведения об этом «количественном критерии» сразу же передаются в последующий и во все остальные блоки (***рис. 2б***);

– неважно в какой последовательности подключаются к работе выделенные блоки. Можно считать, в частности, что все блоки работают одновременно, но новые сведения от каждого из них во все прочие блоки (непосредственно или через «мониторинг плотности накопленных знаний», как это показано на ***рис. 2а***) поступают лишь по мере получения в каждом из них более качественного, чем ранее полученный, результата.

Понятно, что в таком случае будет осуществляться не просто «полноценная линейка» требуемых расчетов и исследований, как любят выражаться пользователи всевозможных ГДС, а те же самые расчеты и исследования, но «закрученные» геологами, геофизиками, технологами, экономистами и др. в тугую пружину итерационного (***рис. 1а***) или даже итерационно-хаотического (***рис. 2б***) процесса извлечения плотных знаний о рассматриваемом объекте из накапливаемых данных.

Следует иметь в виду, что «плотные знания» сосредотачиваются, видимо, не только в компьютерах и «системах управления знаниями – СУЗ», которые ныне привлекают к себе все большее внимание, но также и в «умах» конкретных специалистов (ученых, практиков), и в системно выстраивающих свою деятельность коллективах. Именно только с такими знаниями и с таким образом подготовленными коллективами специалистов можно будет смело выходить на освоение любых (трудноизвлекаемых, нетрадиционных, труднодоступных и пр.) ресурсов УВС.

В процессе написания статьи я попытался найти, кто в СССР/России вводил в рассмотрение или пользовался понятием «плотность накапливаемых знаний», – обнаружил в Интернете видео семинара «Плотность знаний и новые технологии мышления», на котором шла речь о работах профессора А.К. Сухотина (1922–2012) по проблеме емкости знаний. На одну из его первых работ в этом направлении, а также на его монографию, я ссылаюсь [10, 11]. Осмысление введенных и проанализированных А.К. Сухотиным понятий с позиций потребностей НГДО и, тем более, их «оцифровка» (НГДО к этому более всего подготовлена), могут дать весьма ощутимый импульс работам, направленным на создания такого ИТ-инструментария, который сейчас особенно необходим для решения задач эффективного управления технико-экономическим развитием отрасли.

4. Путей к преодолению «недоизученности», как минимум, два: а) добирать данные, как это обычно и делают (керн, ГДИС, геофизика и пр.), которых, тем не менее, всегда не хватает; б) собрать воедино (скомплексировать, уплотнить) уже добытые знания, которые «вкраплены» в результаты, полученные самыми различными специалистами, «рассыпаны» по всевозможным отчетам и т.д.

В связи с ограниченными сроками исполнения договоров нам приходилось идти вторым путем. Запасы объектов, с которыми мы работали, относились к категории А, но по нашим оценкам, их исходная изученность всегда оказывалась существенно различной и не превышала ВИ; значит, оставался шанс повысить степень геологической изученности хотя бы тех объектов, у которых ИИ наиболее низкая, не добирая данных. Именно этим «шансом» мы и пользовались: за счет создания более совершенных способов обработки данных, чем те, которыми пользовались наши предшественники, изученность возрастала. Но постепенно возник вопрос: «Насколько более качественным (менее рисковым) становился прогноз технологических показателей разработки, основанный на ГиГДМ, адекватных достигнутой изученности (ДИ).

В связи с этим – конкретный результат апробации новой методологии:

– в 2011 г. на объектах предприятия, с которым мы работали, было пробурено 96 новых скважин, в том числе по нашему проекту – 5 на пласт Х, исходная изученность запасов которого $ИИ_x$ = 0,83;

– за время работы над проектом удалось повысить $ИИ_x$ до 1,11, т.е. ДИ = 1,11. Таким образом плотность знаний, извлеченных из накопленных данных, увеличилась, и «недоизученность» запасов пласта Х снизилась с 29,7 до 5,9%;

– в результате существенного обновления геолого-петрофизической модели и расчетов на ГДМ, адекватной ДИ, все 5 «наших» скважин вскрыли сохранившиеся остаточные запасы, дали нефть, и их суммарный фактический начальный дебит по нефти оказался выше расчетного на 22%;

– по остальным скважинам (91), пробуренным по расчетам 6 других организаций, суммарный фактический начальный дебит по нефти оказался на 37% ниже проектного. Причем, «эффекта» не было ни у кого – прогнозы всех прочих (кроме ООО «ЦСМРнефть») организаций оказались завышенными на величину от 13 до 82%.

Дело в том, что эти 6 организаций, скорее всего, выдали свои рекомендации по расчетам на моделях, адекватных не ДИ (как у нас), а существенно заниженным (исходным) значениям изученности рассматриваемых объектов. А в худшем случае – специалисты этих организаций возможно тоже, как и мы, потратили много сил и средств на переинтерпретацию полученных от заказчика данных, полагая, что тем самым «извлекают из них новые знания». Но «искусством» определять ПНЗ они не владели, ВИ, ИИ и ДИ – не определяли, поэтому своей «переинтерпретацией» они могли не только не улучшить степень изученности рассматриваемых объектов, но и ухудшить ее.

Вот уже много лет ГТМ, планируемые непосредственно добывающими предприятиями на месторождениях-залежах-участках УВС даже с запасами категории А, и, тем более, решения

о бурении новых скважин на запасы категорий B_1, B_2, C_1, и C_2, обременены, во-первых, значительными геолого-технологическими рисками и, во-вторых, существенной неуверенностью в том, что будет получен ожидаемый эффект.

Действительно, если не оценивать ИИ рассматриваемой залежи количественно, то при отсутствии ожидаемого эффекта «виновата» будет, конечно же, технология, хотя вполне возможно, что фактически при прогнозировании ее эффективности просто использовались неверные данные? Но – кто и как это докажет?

При наличии эффекта – тоже непонятно, что это за «эффект», т.к. из-за недостаточной изученности участка он может быть просто «случайным». А что значит «достаточная» или «недостаточная» изученность, если нет ее количественной оценки?

Таким образом, при заведомо определенном (для региона, типа коллекторов и пр.) значении возможной изученности (ВИ) запасов месторождений-залежей-участков УВС:

– сначала должна быть проведена количественная оценка исходной изученности (ИИ) рассматриваемого объекта;

– при необходимости (если ИИ < ВИ) – «доизучение» его запасов и, соответственно, расчет вновь достигнутой изученности (ДИ), значение которой должно «приблизиться» к ВИ;

– далее – создание ГиГДМ, адекватных уточненной (достигнутой) степени геологической изученности – ДИ.

И только после этого – принятие решения, например, о дальнейшем наращивании изученности запасов, о планировании ГТМ, о внедрении новых технологий нефтеизвлечения и/или об аудите запасов и ресурсов этого объекта.

Что касается «наращивания» степени геологической изученности запасов рассматриваемых объектов, т.е. развития работ, направленных на неуклонный рост их текущей изученности (ТИ), то после того, как раскрыта принципиальная возможность расчета ВИ, ИИ, ДИ, ТИ и ПНЗ для запасов категории А, становится очевидным, что аналогичным образом могут быть получены количественные оценки степени геологической изученности для запасов всех других категорий (B_1, B_2, C_1, C_2). И не только для запасов, но и для ресурсов тоже [12].

В результате постепенно могут быть выявлены (разработаны, сформированы) объективные отечественные критерии отнесения запасов и ресурсов УВС к удобным для каждой из добывающих организаций категориям.

Литература

1. Муслимов Р.Х., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. О точности прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений //Oil&Gas Journal Russia. 2015. № 8. С. 62–69.
2. Шелепов В.В. Текущее состоянии разработки месторождений УВС и предложения по совершенствованию проектирования разработки //Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений. М.: НИИЦ «Недра-XXI». 2015. С. 8–21.
3. Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Муслимов Р.Х., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Количественный критерий для управления качеством геолого-петрофизических моделей при проектировании разработки //Материалы XVI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», Ханты-Мансийск, 19–23 ноября 2012 г. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис. 2013. Т. 1. С. 265–268.
4. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений //Георесурсы. 2014. № 1. С. 29–34.
5. Михайлов В.Н., Потрясов А.А., Волков Ю.А. О точности прогнозирования основных технологических показателей разработки зрелых и истощенных нефтяных месторождений //Материалы международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». Казань, 2–3 сентября 2015 г. Казань: Ихлас. 2015. С. 205–209.
6. Волков Ю.А. Стратегия изучения, оценки и освоения ресурсов на площадях нефтяных месторождений с большой историей за счет и в ходе рациональной доразработки их длительно эксплуатируемых объектов //Нефтяная провинция. 2015. № 4. С. 1–29.
7. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Тюрин В.В., Яраханова Д.Г. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения. Казань: Плутон. 2017. 450 с.
8. Муслимов Р.Х., Галеев Г.И., Сулейманов Э.И., Волков Ю.А. Проблемы совершенствования научных основ разработки нефтяных месторождений //Тезисы докладов научно-практической конференции «Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов». Альметьевск, 27–28 октября 1994 г. Альметьевск: ООП КИВЦ. 1994. С. 18–23.
9. Волков Ю.А., Евлампиев А.В. К вопросу создания и совершенствования технологий нефтеизвлечения //Материалы семинара–дискуссии «Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения». Бугульма, 27–28 мая 1996 г. Казань: Новое знание. 1997. С. 267–280.
10. Сухотин А.К. К вопросу об уплотнении знаний //Сборник научных работ кафедры истории КПСС и философии. Томск: Издательство Томского мединститута. 1960. С. 54–60.
11. Сухотин А.К. Гносеологический анализ емкости знания. Томск: Издательство Томского университета. 1968. 203 с.
12. Волков Ю.А., Чернов С.В. Создание моделей нефтяных месторождений, адекватных степени изученности их запасов //Нефтяная провинция. 2017. № 3. С. 21–28.

UDC 553.04

Yu.A. Volkov, PhD, Corresponding Member of the Academy of Natural Sciences, Member of EUES, General Director of OOO "CSMRneft"[1] under the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, yua@csmr.ru

[1]OOO "The Center for Improving Oil Development Methods". Office 112, 35a Leitenant Shmidt str., Kazan, Republic of Tatarstan, 420097, Russia.

New Methodology for the Preparation of the Geological Basis for the Justification of Geological and Technical Measures, Drilling of New Wells, Audit of Hydrocarbon Reserves and Resources

Abstract. In order to optimize production and increase the oil recovery factor at facilities, primarily independent (small) oil companies, which tend to innovations most of all, it is proposed to take a look at the classification of hydrocarbon reserves and resources that came into force in 2016 in terms of the opportunities provided by a quantitative assessment of the degree of their geological knowledge.

Keywords: optimization of production and maximization of oil recovery; digital platforms in oil production; quantitative assessment of the degree of geological knowledge of oil reserves; accumulated knowledge density; geological models; geological and hydrodynamic models; prediction of oil field development indicators; new classification; audit and calculation of hydrocarbon reserves.

References

1. Muslimov R.Kh., Mikhailov V.N., Volkov Iu.A. *O tochnosti prognoza tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki neftianykh mestorozhdenii* [About the accuracy of the prediction of technological indicators of oil field development]. Oil&Gas Journal Russia, 2015, no. 8, pp. 62–69.
2. Shelepov V.V. *Tekushchee sostoianii razrabotki mestorozhdenii UBC i predlozheniia po sovershenstvovaniiu proektirovaniia razrabotki* [The current status of the development of hydrocarbon deposits and proposals for improving the design development]. *Sostoianie i dal'neishee razvitie osnovnykh printsipov razrabotki neftianykh mestorozhdenii* [The state and further development of the basic principles of oil field development]. Moscow, NIITs «Nedra-XXI» Publ., 2015, pp. 8–21.
3. Volkov Iu.A., Mikhailov V.N., Muslimov R.Kh., Potriasov A.A., Skachek K.G. *Kolichestvennyi kriterii dlia upravleniia kachestvom geologo-petrofizicheskikh modelei pri proektirovanii razrabotki* [Quantitative criterion for quality management of geological and petrophysical models in the design development]. Proc. XVI conf. «*Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Iugry*» [Ways of realization of the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug- Ugra]. Khanty-Mansiisk, 19–23 November 2012, Khanty-Mansiisk, IzdatNaukaServis Publ., 2013, vol. 1, pp. 265–268.
4. Volkov Iu.A., Mikhailov V.N. *Kolichestvennye kriterii dlia upravleniia kachestvom modelei dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdenii* [Quantitative criteria for the quality management of models of long-term fields]. *Georesursy* [Georesources], 2014, no. 1, pp. 29–34.
5. Mikhailov V.N., Potriasov A.A., Volkov Iu.A. *O tochnosti prognozirovaniia osnovnykh tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki zrelykh i istoshchennykh neftianykh mestorozhdenii* [About the accuracy of forecasting the main technological indicators of the development of mature and depleted oil fields]. Proc. inter. conf. «*Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdenii netraditsionnykh uglevodorodov*» [Features of exploration and development of deposits of unconventional hydrocarbons]. Kazan, 2–3 September 2015. Kazan: Ikhlas Publ., 2015, pp. 205–209.
6. Volkov Iu.A. *Strategiia izucheniia, otsenki i osvoeniia resursov na ploshchadiakh neftianykh mestorozhdenii s bol'shoi istoriei za schet i v khode ratsional'noi dorazrabotki ikh dlitel'no ekspluatiruemykh ob"ektov* [The strategy of studying, evaluating and developing resources in areas of oil fields with a long history due to and in the course of rational development of their long-running facilities]. *Neftianaia provintsiia* [Oil province], 2015, no. 4, pp. 1–29.
7. Muslimov R.Kh., Volkov Iu.A., Karpova L.G., Tiurin V.V., Iarakhanova D.G. *Razrabotka neftianykh mestorozhdenii gorizontal'nymi skvazhinami: opyt i dostizheniia* [Development of oil fields horizontal wells: experience and achievements]. Kazan, Pluton Publ., 2017, 450 p.
8. Muslimov R.Kh., Galeev G.I., Suleimanov E.I., Volkov Iu.A. *Problemy sovershenstvovaniia nauchnykh osnov razrabotki neftianykh mestorozhdenii* [Problems of improving the scientific basis for the development of oil fields].Theses of reports conf. «*Problemy razvitiia neftianoi promyshlennosti Tatarstana na pozdnei stadii osvoeniia zapasov*» [Problems of development of the oil industry in Tatarstan at a late stage of development of reserves], Almetevsk, 27–28 October 1994. Almetevsk: OOP KIVTs Publ., 1994, pp. 18–23.
9. Volkov Iu.A., Evlampiev A.V. *K voprosu sozdaniia i sovershenstvovaniia tekhnologii nefteizvlecheniia* [On the issue of creation and improvement of oil recovery technologies]. Workshop discussion materials «*Kontseptsiia razvitiia metodov uvelicheniia nefteizvlecheniia*» [The concept of development of methods to increase oil recovery], Bugulma, 27–28 May 1996. Kazan: Novoe znanie Publ., 1997, pp. 267–280.
10. Sukhotin A.K. *K voprosu ob uplotnenii znanii* [To the question of knowledge compaction]. *Sbornik nauchnykh rabot kafedry istorii KPSS i filosofii* [Collection of scientific works of the Department of History of the CPSU and Philosophy]. Tomsk, Izdatel'stvo Tomskogo medinstituta Publ., 1960, pp. 54–60.
11. Sukhotin A.K. *Gnoseologicheskii analiz emkosti znaniia* [Gnoseological analysis of the capacity of knowledge]. Tomsk, Izdatel'stvo Tomskogo universiteta Publ., 1968, 203 p.
12. Volkov Iu.A., Chernov S.V. *Sozdanie modelei neftianykh mestorozhdenii, adekvatnykh stepeni izuchennosti ikh zapasov* [Creating models of oil fields, adequate degree of knowledge of their reserves]. *Neftianaia provintsiia* [Oil province], 2017, no. 3, pp. 21–28.

УДК 553.98.048

Н.М. Емельянова
канд. техн. наук
ВНИГНИ[1]
старший научный сотрудник

В.И. Пороскун
д-р геол.-мин. наук
ВНИГНИ[1]
заместитель генерального директора по научной работе
poroskun@vnigni.ru

Количественные критерии принятия решений при поиске месторождений нефти и газа

[1]Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

Геологоразведку нефти и газа на поисковом этапе можно рассматривать как процесс принятия управленческих решений, осуществляемый в условиях существенного недостатка исходной информации. Это приводит к неопределенности оценок геолого-экономических показателей, составляющих основу критериев принятия решений. В статье рассматриваются вопросы формализации неопределенности оценок геолого-экономических показателей ловушек и способы их использования в качестве критериев принятия решений. Особое внимание уделено вероятностной формализации понятия «геологический риск» для подготовленных к бурению ловушек. Методологическую основу рассматриваемых критериев составляет подход, базирующийся на анализе соотношения «доходность/риск». Эти критерии используются для ранжирования ловушек по их значимости и перспективности при разработке программы по бурению

Ключевые слова: поиски нефти и газа; геологический риск; критерии принятия решений

Принятие управленческих решений при поиске месторождений нефти и газа базируется на определении перспективности подготовленных к бурению ловушек по их геолого-экономическим показателям, составляющим основу критериев принятия решений. В качестве геолого-экономических показателей принято использовать [1]:

– оценку ресурсов ловушки (Q) (оценку запасов залежи в предположении ее наличия в ловушке);

– оценку чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который прогнозируется для ловушки в случае открытия в ней залежи.

Эти оценки, получаемые при дефиците исходной информации, свойственном поисково-оценочному этапу ГРР, характеризуются высоким уровнем неопределенности, затрудняющим процесс принятия решения. Сложность работ на этом этапе определяется необходимостью принятия решений, связанных с крупными капиталовложениями, значительными рисками и возможными убытками.

Повышение качества и объективности принятия решений в условиях неопределенности состоит в переходе к представлению неопределенных оценок целевых показателей в количественной форме и строгой формализованной процедуре принятия решений [2].

Принятие решений при управлении сложными операциями, в которых задействованы значительные материальные, финансовые и человеческие ресурсы, должно производиться научно обоснованными методами. Разработкой методов принятия научно обоснованных решений занимается *теория принятия решений*, которая представляет собой совокупность математических и численных методов, ориентированных на формализацию всего процесса принятия решений и на этой основе – получение оптимальных решений.

В статье рассматриваются вопросы критериального обеспечения процесса принятия решений при поиске месторождений нефти и газа на базе методологии теории принятия решений. Особое внимание уделено понятию «геологический риск», обусловленному неопределенностью результатов геологоразведочных работ (поискового бурения), и его использованию в критериях принятия решений.

Основные положения теории принятия решений

Под *принятием решения* понимается процесс человеческой деятельности, направленный на выбор наилучшего варианта действия. Выбор того или иного варианта действия представляет собой *управленческое решение*. Варианты возможных действий принято называть *альтернативами*. В современной науке о принятии решений считается, что варианты решений характеризуются различными показателями их привлекательности для лица, принимающего решение. Эти показатели называют *критериями оценки альтернатив*.

Теорию принятия решений можно рассматривать как науку, которая математическими методами обосновывает выбор одного из нескольких решений.

Чтобы принятие решения могло состояться, необходимо, чтобы в операции одновременно присутствовали следующие компоненты:

– цель;

– множество возможных решений;

– критерии;

– лицо, принимающее решение (ЛПР).

Критерий принятия решения – это количественный показатель, по которому сравниваются между собой различные варианты решений и производится выбор между ними. Критерий должен обязательно отражать поставленную цель. Лицо, принимающее решение, несет всю полноту ответственности за принятое решение.

В зависимости от объема и качества информации, имеющейся в момент принятия решения, лицо, принимающее решение, сталкивается с ситуациями, классифицированными в теории решений, как принятие решений в условиях определенности, риска и неопределенности [2,3].

1. Ситуация ***определенности*** характеризуется тем, что выбор конкретного плана действий из множества возможных всегда приводит к известному, точно определенному исходу.

2. Ситуация ***риска*** характеризуется тем, что выбор конкретного плана действий может привести к любому исходу из их фиксированного множества; известны вероятности осуществления всех возможных исходов.

3. Ситуация ***неопределенности*** характеризуется тем, что выбор конкретного плана действий может привести к любому исходу из фиксированного множества исходов, но вероятности их осуществления неизвестны.

В практике принятия решений широко используются субъективные вероятности, что позволяет перевести ситуацию неопределенности в ситуацию риска. Далее будем рассматривать только ситуацию риска.

Определение понятия «риск»

Единообразного определения понятия «риск» не существует [4]. Различные исследователи по-

нимают его по-разному в зависимости от вида параметра, используемого для оценки рискованности объекта исследования, и способа получения для него числового измерителя риска. Из многочисленных определений риска остановимся на определении, согласно которому «риск» понимается как возможность неблагоприятного исхода в условиях неопределенности.

Характерными свойствами риска являются:

– ***неопределенность*** – риск существует тогда и только тогда, когда возможно не единственное развитие событий;

– ***ущерб*** – риск существует, когда исход может привести к ущербу (убытку) или другому негативному последствию;

– ***наличие анализа*** – риск существует только тогда, когда сформировано субъективное мнение лица, принимающего решение, о ситуации и дана качественная или количественная оценка негативного события в будущем;

– ***значимость*** – риск существует, когда предполагаемое событие имеет практическое значение и затрагивает интересы лица, принимающего решение; риск без принадлежности не существует.

Аналитическая часть процедуры принятия решений в ситуации риска включает количественный анализ рисков, целью которого является измерение риска, что предусматривает решение следующих задач: формализацию неопределенных параметров и событий, определяющих структуру принятия решений, и получение *количественных измерителей степени риска в терминах вероятности.*

Методологию принятия решений в условиях риска можно представить как последовательность шагов:

– определить набор альтернатив для решаемой задачи;

– идентифицировать возможные исходы для каждой альтернативы;

– спрогнозировать (рассчитать) значения целевого показателя для каждого возможного исхода альтернатив;

– определить (или назначить) вероятности для каждого возможного исхода альтернатив;

– сформировать критерии принятия решений в соответствии с целью решаемой задачи и осуществить выбор наилучшей альтернативы.

Принятие решений при поиске месторождений нефти и газа

Разработка методов принятия решений в геологоразведке началась в 60-х годах прошлого века за рубежом [5, 6]. В настоящее время методы и методология анализа рисков, используемые многими зарубежными нефтяными компаниями и правительственными учреждениями, приобрели статус повсеместно принятых технологий [6]. Разработка методов анализа рисков применительно к геологоразведке осуществляется и в России [7, 8]. В [7] отмечается, что понятия «геологические риски», «неопределенность», «вероятностная оценка» сопровождают все этапы геологоразведочного процесса: при планировании и оценке эффективности геологоразведочных работ, обосновании бурения поисковых и разведочных скважин, ранжировании поисковых объектов и т.д.

Структурирование процесса принятия решений

При моделировании процесса принятия решений на этапе поиска месторождений нефти и газа решаются задачи:

– определение геолого-экономических показателей подготовленных к бурению ловушек, вычисление критериев принятия решений;

– ранжирование ловушек по степени их геолого-экономической значимости в соответствии с выбранными критериями;

– разработка программы по бурению – выбор ловушек из фонда подготовленных и определение очередности их ввода в поисковое бурение.

Вероятностные оценки геолого-экономических показателей ловушки

Вероятностные оценки геолого-экономических показателей ловушки (ресурсов Q и чистого дисконтированного дохода, ЧДД) представляют собой количественную формализацию (в вероятностной форме) неопределенности оценок этих показателей. Вероятностные оценки ресурсов и ЧДД ловушки задаются в виде функций распределения вероятностей: для ресурсов – F(Q), для ЧДД – F(ЧДД). Функции F(Q) и F(ЧДД) характеризуются математическими ожиданиями m_Q, $m_{ЧДД}$ и среднеквадратическими отклонениями σ_Q, $\sigma_{ЧДД}$:

$$F(Q) = F(m_Q, \sigma_Q); \quad F(ЧДД) = F(m_{ЧДД}, \sigma_{ЧДД}) \qquad (1).$$

Вероятностная формализация геологического риска

С неопределенным результатом ГРР на поисковом этапе связан риск безвозвратных материальных потерь при проведении поискового бурения в случае отсутствия в ловушке промышленной залежи (риск некомпенсированных затрат на ГРР). Этот риск в научной литературе по геологоразведке классифицирован как «геологический риск», поскольку он обусловлен геологическими признаками, контролирующими образование и сохранность в ловушке залежи [4, 6].

В качестве математического понятия «геологический риск» обычно принимается либо вероятность отрицательного результата ГРР ($P_{неуд.грр}$), либо вероятность положительного результата ГРР ($P_{усп.грр}$). Часто вводится одно определение понятия «геологический риск» (например, в виде вероятности $P_{неуд.грр}$), а подразумевается другое (вероятность $P_{усп,грр}$) [4]. Во избежание терминологической путаницы в качестве математического понятия «геологический риск» примем дискретную функцию $P_{риск}$, компонентами которой являются вероятности $P_{усп,грр}$ и $P_{неуд.грр}$:

$$P_{риск} = (P_{усп.грр}, P_{неуд.грр}),$$

$$\text{при условии } (P_{усп.грр} + P_{неуд.грр}) = 1 \qquad (2).$$

Критерии принятия решений

Понятие «геологический риск» является ключевым для принятия решения при поисках месторождений нефти и газа. Элемент риска часто является наиболее критическим фактором при решении, стоит ли инвестировать капитал в геологоразведку. Традиционным для нефтегазовой промышленности является подход к анализу нефтегазопоисковых проектов с использованием критериев, основанных на учете соотношения «**доходность/риск»**. Применяемый для получения таких критериев метод *анализа решений* рассматривает риск в количественной форме и обеспечивает средство для введения риска в количественные критерии принятия решений. Ниже будут рассмотрены такие критерии.

Методологическую основу получения критериев принятия решений в условиях неопределенности составляет понятие *математического ожидания* (*ожидаемого значения – Expected Value*) – метода для комбинирования оценок целевого показателя с вероятностями для получения формализованного критерия принятия решения с учетом риска.

Критерий ожидаемой денежной стоимости запасов

Критерий ожидаемой денежной стоимости запасов (ОДС) (*Expected Monetary Value – EMV*) представляет собой среднее значение дохода, полученное взвешиванием по вероятностям успеха ($P_{усп.грр}$) и неудачи ($P_{неуд,грр}$) геологоразведочных работ величин дохода (в случае открытия залежи в ловушке) и потерь (в случае отсутствия в ловушке залежи) [2–6]:

$$ОДС = P_{усп.грр} \cdot ЧДД - P_{неуд,грр} \cdot K_{риск} \qquad (2),$$

где ЧДД (*Net Present Value – NPV*) – либо детерминированная оценка чистого дисконтированного дохода, либо значение ЧДД, рассчитанное для среднего значения (математического ожидания m_Q) вероятностной оценки запасов ловушки, либо среднее значение (математическое ожидание $m_{ЧДД}$) вероятностной оценки ЧДД, рассчитанной для вероятностной оценки запасов залежи F(Q) в предположении ее наличия в ловушке; $K_{риск}$ – рисковый капитал, представляющий собой невосполнимые материальные затраты при отрицательном результате ГРР.

Поскольку вероятности являются безразмерными величинами, результат, полученный путем умножения значений вероятности на значения целевого показателя определенной размерности, будет представлен в такой же размерности (в данном случае в денежном выражении).

Критерий ОДС обеспечивает возможность сравнения ловушек с высоким риском и высоким потенциалом по ресурсам с ловушками, обладающими низким риском и низким или средним потенциалами по ресурсам, создавая предпосылки для их ранжирования. При его использовании действует *правило максимизации ОДС (EMV decision rule)*: предпочтение отдается ловушке с наибольшим значением ОДС.

Условие максимизации ожидаемой денежной стоимости (ОДС) (EMV decision rule) – доминирующий критерий принятия решений в условиях неопределенности и риска.

Критерий ОДС является специальным количественным критерием, используемым для сравнения и ранжирования ловушек при принятии решений в геологоразведке.

Интерпретация понятия ожидаемой денежной стоимости (ОДС)

Понятие ожидаемой денежной стоимости (ОДС) интерпретируется как *среднее значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД), приходящегося на одно решение*, которое будет реализовано, если лицо, принимающее решение, будет действовать в соответствии с правилом максимизации ОДС в *серии подобных ситуаций* [5]. Продемонстрируем это положение на примере (пример взят из [5]).

Рассмотрим подготовленную к бурению ловушку, для которой получены оценки вероятностей положительного и отрицательного результатов бурения поисковой скважины, т.е. получена оценка функции геологического риска $P_{риск} = (P_{усп.грр}, P_{неуд.грр})$. При успехе бурения (открытии в ловушке промышленной залежи) в результате реализации полученной продукции с учетом затрат на бурение поисковых скважин прогнозируется получить ЧДД в размере $600 000; при неудаче (при отсутствии в ловушке промышленной залежи) – величина невозвратных затрат составит $200 000. Исходные данные и результат подсчета ОДС для этой ловушки представлены в ***табл. 1***.

Результат ГРР	Вероятность результата ГРР	Денежная стоимость результата ГРР	Ожидаемая денежная стоимость результата ГРР
Неудача ГРР	0,4	– $200 000	– $ 80 000
Успех ГРР	0,6	+$600 000	+$360 000
ОДС = +$280 000			

Таблица 1.
Пример подсчета ожидаемой денежной стоимости

Для доказательства приведенного выше утверждения рассмотрим 100 идентичных ловушек, характеризующихся таким же уровнем геологического риска и величинами дохода и затрат. Предположим, что принимается решение бурить каждую из них. Наиболее вероятным результатом программы бурения 100 ловушек будет открытие 60 залежей и обнаружение 40 пустых ловушек. Доход от 60 продуктивных ловушек составит 60 · $600 000 = $36 000 000; потери от 40 непродуктивных ловушек составят 40 · $200 000 = $8 000 000. Чистый доход от бурения 100 ловушек будет $36 000 000 – $8 000 000 = $28 000 000. Средний доход на одно решение составит $28 000 000/100 = $280 000, что соответствует расчетной величине ОДС.

Из этого описания видно, почему решающее правило базируется на максимизации величины ОДС. Средний доход, приходящийся на одно решение, будет меньше, если будет принята к бурению ловушка с меньшим значением ОДС. Если лицо, принимающее решение, постоянно выбирает ловушку, имеющую наибольшее значение ОДС, его общий ожидаемый денежный доход для программы бурения поисковых скважин будет больше, чем при любой другой стратегии.

Недостаток показателя ОДС состоит в том, что он не отражает отношение к риску и деньгам лица, принимающего решение. Например, два объекта, идентичные по критерию ОДС, могут характеризоваться разными значениями капиталовложений или разными значениями вероятности успеха, что вызовет неоднозначное восприятие объектов при принятии решения об их инвестировании различными компаниями или индивидами. Риск для лица, принимающего решение, ассоциируется не только с вероятностями возможных финансовых исходов, но и с размером капитала, подверженного возможности потери. Повышение качества принятия решений в условиях неопределенности и риска связано с формализацией (переводом в количественную форму) отношения к риску лица, принимающего решение. Возможность такой формализации обеспечивает *теория полезности* [5].

Функция полезности

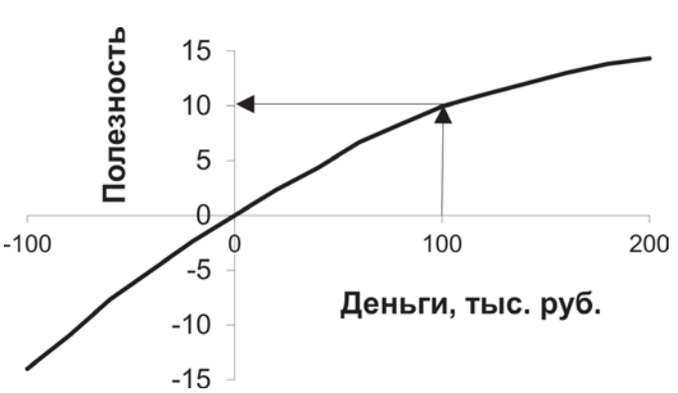
Теория полезности предназначена для учета отношения к риску и деньгам лица, принимающего решение. Основу теории полезности составляет *введение функции полезности и расширение понятия математического ожидания денежного дохода.*

Функция полезности – это выраженная в количественной форме система предпочтений лица, принимающего решение. Функция полезности общего вида изображена на ***рис. 1***.

Масштаб вертикальной оси полезности безразмерный и выражает только степень желательности определенного количества денег (отношение индивидуума к деньгам). Масштаб по вертикальной оси произволен до тех пор, пока не будут определены две точки кривой. Функция полезности должна быть отмасштабирована. Делается это по двум точкам. Например, индивидуум мог бы присвоить нулевое значение полезности ситуации, когда не приобретаются и не теряются деньги (это точка начала координат), и значение полезности в +10 единиц ситуации получения денег в размере 100 000 руб. Этими двумя точками математически определена кривая полезности на ***рис. 1***. Положительные значения оси полезности (верх рисунка) обозначают увеличивающуюся желательность получения большого количества денег; отрицательные значения оси полезности (низ рисунка) обозначают увеличивающуюся нежелательность потери большого количества денег. Масштаб горизонтальной оси выражен в денежных единицах, например, в единицах дохода (ЧДД).

Форма функции полезности отражает предпочтения лица, принимающего решение. На ***рис. 2*** изображены функции полезности, отража-

Рис. 1.
Функция полезности, отмасштабированная по двум точкам



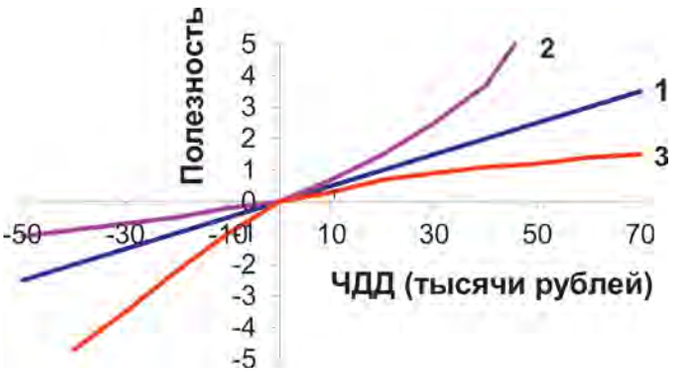


Рис. 2.
Функции полезности различной формы

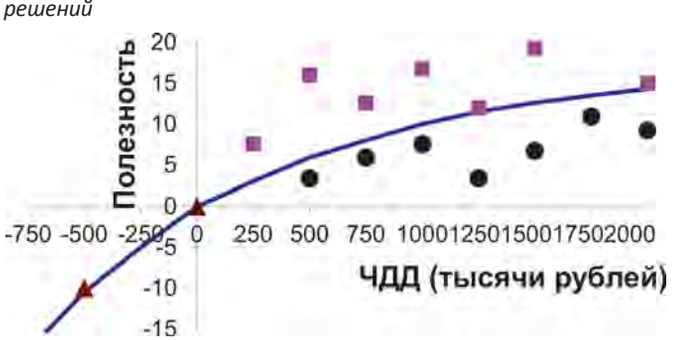
ющие различное отношение к риску и деньгам лиц или организаций, принимающих решение.

Функция полезности 1 демонстрирует нейтральное отношение к риску лица, принимающего решение: значения полезности одинаковы для ситуаций, связанных с получением или потерей одинаковых сумм денег. Наклон этой кривой не важен, т.к. выбор масштаба по вертикальной оси произволен: имеет значение только факт ее линейности. Этот тип функции полезности соответствует условию принятия решений по правилу максимизации критерия ОДС. Если функция полезности у лица, принимающего решение, линейная, нет смысла использовать методы теории полезности, и стратегию принятия решений следует базировать только на показателе ОДС.

Функция полезности 2 соответствует, возможно, безответственному поведению лица, принимающего решение. Он пренебрегает риском потерь (связывает с возможными потерями небольшие отрицательные значения полезности) и слишком рискует при возможности выигрыша (связывает с возможным большим выигрышем увеличивающиеся положительные значения полезности). Но это опасная «игра».

Функция полезности 3 соответствует консервативному (осторожному) поведению лица, принимающего решение. Нежелательность каких-либо потерь выражена в большой крутизне функции полезности при отрицательных значениях показателя ЧДД. Нежелание рисковать вообще (т.е. при любых положительных значениях выигрыша (ЧДД)) отражено в почти пологой форме функции полезности в первом квадранте и малых положительных значениях полезности на всем диапазоне изменения ЧДД. Люди, характеризующиеся такой функцией полезности, называются «людьми, не приемлющими риск». Исследования психологии принятия решений в условиях неопределенности показали, что большинство людей демонстрирует консервативное поведение, или неприятие риска. Такое поведение преобладает у лиц, принимающих решения в геологоразведке.

Рис. 3.
Построение функции полезности по анализу истории принятия решений



«Правильной» функции полезности не существует, она в большой степени персонифицирована. Кривая полезности только описывает отношение к деньгам и риску, обеспечивая непротиворечивый способ перевода в количественную форму отношения лица, принимающего решение, к деньгам. Способы получения функции полезности для компании или индивидуума основаны на возможности выяснения отношения к деньгам и риску лица, принимающего решение, с помощью тестовых вопросов или путем анализа истории принятия решений в прошлом. Пример построения функции полезности по анализу истории принятия решений по ловушкам приведен на ***рис. 3***.

На рисунке квадратами отмечены принятые к бурению ловушки (положительные решения); кружками отмечены отвергнутые ловушки (отрицательные решения). Треугольниками отмечены значения полезности, назначенные лицом, принимающим решение, к потере денег в сумме 500 000 руб. и 0 руб. Эти точки предназначены для нормирования безразмерной функции полезности, задаются субъективно и определяют вид функции полезности в третьем квадранте. Вид функции полезности в первом квадранте определялся по анализу взаимного положения точек, отражающих относительную оценку предпочтительности ловушек. Часть функции полезности, расположенная в первом квадранте, должна разделять совокупности точек, соответствующих принятым и отвергнутым ловушкам, и состыковываться с частью функции полезности, расположенной в третьем квадранте. Достичь этого можно, проведя несколько итераций, видоизменяя форму кривой.

Поскольку функция полезности строится на основании проведенного ранее ранжирования ловушек по уровню предпочтительности, принятому в компании, она воплощает в себе в формализованном виде отношение к риску лиц, принимающих решение. В этом состоит главная

Результат ГРР	Вероятность результата	ЧДД результата	Значение полезности	Ожидаемая полезность
Неудача ГРР	0,25	–$80 000	–10,00	0,25 · (–10,00) = –2,50
Успех ГРР	0,75	+$150 000	+12,50	0,75 · (+12,50) = +9,375
				ОП = +6,875

Таблица 2.
Пример вычисления ожидаемой полезности

мотивация включения теории полезности в процесс принятия решений.

Критерий ожидаемой полезности

Аналогично анализу рисков теория полезности базируется на понятии «*ожидаемой полезности*» (ОП) (*expected utility EU*). Показатель ожидаемой полезности вычисляется так же, как вычисляется показатель ожидаемой денежной стоимости запасов (ОДС), т.е. путем алгебраического сложения результатов умножения вероятностей результатов ГРР на величины полезностей, характеризующих возможные потери и доход:

$$ОП = Р_{усп.грр} \cdot П^{+} – Р_{неуд,грр} \cdot П^{-} \qquad (3),$$

где $П^{+}$ и $П^{-}$ – положительная и отрицательная полезности, соответствующие денежным значениям ЧДД и $К_{риск}$, соответственно (см. формулу (2)). Значения полезностей $П^{+}$ и $П^{-}$ определяются по функции полезности, построенной в соответствии с предпочтениями лица, принимающего решение.

Пример вычисления ожидаемой полезности (ОП) приведен в ***табл. 2***, (пример взят из [5]). Определение значений полезности производится по функции полезности, представленной на ***рис. 4***.

Решающее правило при использовании функции полезности состоит в том, что принимается альтернатива с наибольшим значением ожидаемой полезности, – *правило максимизации ожидаемой полезности* (*EU decision rule*).

Выше было указано, что величина ОДС для выбора решения представляет собой «средневзвешенный по вероятностям *доход*». В теории полезности величина ожидаемой полезности ОП для выбора решения представляет собой меру «средневзвешенного по вероятностям *предпочтения*». Решающее правило максимизации ожидаемой полезности предлагает лицу, принимающему решение, выбирать альтернативы (ловушки, проекты), которые максимизируют меру «средневзвешенного предпочтения».

Различие между понятиями ОДС и ОП состоит в необходимости проведения дополнительной процедуры преобразования значений ЧДД в единицы полезности. Такое преобразование позволяет количественно выразить отношение к риску в единицах полезности и ввести его в процесс принятия решения. Именно поэтому параметр ожидаемой полезности ОП можно рассматривать как более реалистичную меру стоимости, чем параметр ОДС.

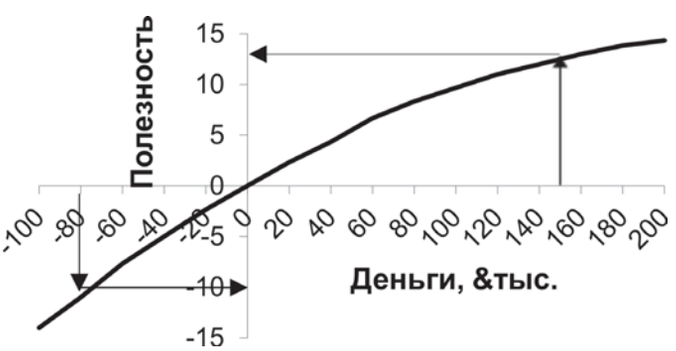
На практике основным критерием, используемым в геологоразведке, является критерий ОДС, обеспечивающий получение максимальной прибыли, но игнорирующий связанный с программой бурения геологический риск, завуалированный в структуре ОДС [5]. Обычно лицо, принимающее решение, имеет дуальную цель при выборе решений в условиях неопределенности: максимизировать ожидаемый доход и минимизировать возможность потерь (риск). Кроме того, критерий ОДС не может обеспечить все аспекты выбора ловушек, которые могут возникнуть при проведении геологоразведочных работ с разными целями, в разных геологических условиях, разными компаниями. Это обстоятельство обусловило необходимость рассмотрения задач принятия решений с учетом двух критериев – максимизации дохода и минимизации риска.

Задачи принятия решений по двум критериям. Способы их решения

Пример задачи принятия решений по двум критериям приведен на ***рис. 5*** (взят из [9]). Необходимо произвести выбор одной ловушки из трех имеющихся – А, В и С. Характеристики ловушек – показатели ЧДД, $К_{риск}$, $Р_{усп,грр}$ и $Р_{неуд,грр}$ указаны на соответствующем дереве решений.

Все три ловушки характеризуются одинаковым значением критерия ОДС (равным $20 млн), но различаются по значениям характеристик ЧДД, $К_{риск}$ и $Р_{усп,грр}$. Сопоставление ловушек по

Рис. 4.
Гипотетическая функция полезности



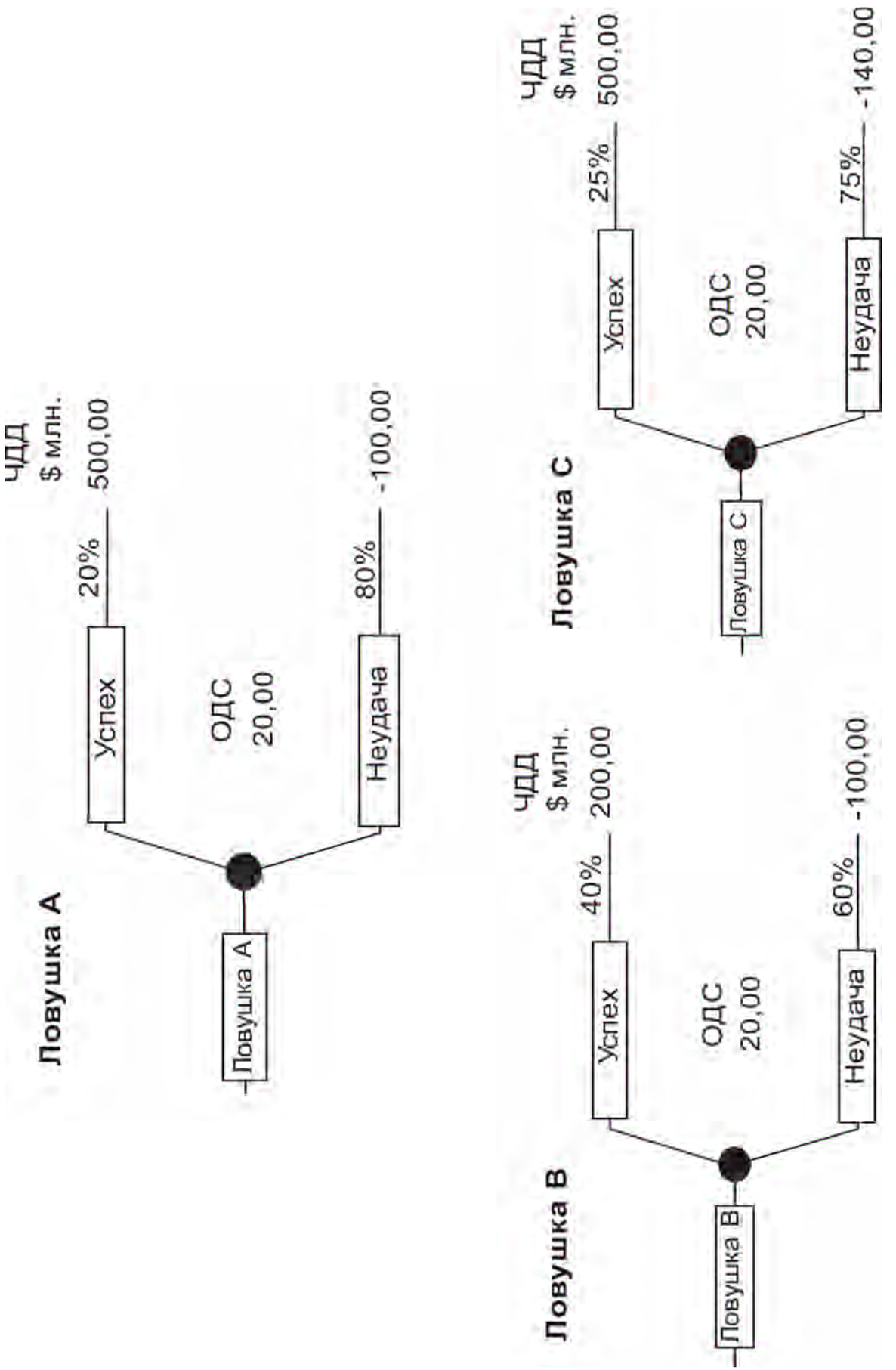


Рис. 5.
Деревья решений для подготовленных к бурению ловушек

Рис. 6.
Критерий ОДС и иерархия критериев геологоразведочного процесса

критерию ОДС бессмысленно; выбор для принятия решений характеристик, по которым ловушки различаются, зависит от типа решаемой задачи. В данном примере сравнение ловушек А и В показывает, что ловушки различаются по значениям ЧДД (в случае успеха), причем ловушка А по этому показателю ($500 млн) предпочтительнее ловушки В ($200 млн), и вероятностям успеха $P_{усп,грр}$, причем ловушка А по этому показателю (20%) уступает ловушке В (40%). Сравнение ловушек А и С показывает, что ловушки различаются характеристиками $К_{риск}$ (предпочтительнее ловушка А (-$100 млн) по отношению к ловушке С (-$140 млн) и $P_{усп,грр}$ (предпочтительнее ловушка С (25%) по отношению к ловушке А (20%)). При выборе из трех ловушек ЛПР, для которого важна финансовая сторона вопроса, выберет ловушку А, характеризующуюся большим значением ЧДД по сравнению с ловушкой В и меньшей величиной потерь по сравнению с ловушкой С. Другое лицо, принимающее решение, для которого более важна величина вероятности успеха (например, при работах в новом районе) выберет ловушку В, характеризующуюся существенно большей вероятностью успеха по сравнению с ловушкой А, хотя ловушка В проигрывает ловушке А по величине ЧДД.

Из приведенного примера следует, что все три характеристики ловушки (ЧДД, $К_{риск}$ и $P_{усп,грр}$) необходимо рассматривать как самостоятельные критерии наряду с критерием ОДС. Задача принятия решений становится многокритериальной. Выбор подходящих критериев, определяемых целями исследования ловушек, является непременным этапом каждого процесса принятия решений при поиске месторождений нефти и газа. Однако некоторые общие цели и критерии, которые обычно рассматриваются при оценке почти всех геологоразведочных проектов и структурировании портфелей проектов, можно выделить. Эти критерии и их взаимоотношения представлены в виде схемы, приведенной на ***рис. 6***.

Из схемы видно, что решение дуальных задач можно осуществить, используя критерии, регулирующие соотношение *доходность/риск*, если в качестве показателя доходности принять значения ожидаемой денежной стоимости (ОДС) или чистого дисконтированного дохода (ЧДД), а в качестве показателя риска – величину вероятности неудачи ГРР ($P_{неуд,грр}$) или величину финансовых потерь ($К_{риск}$).

Существуют способы решения указанных дуальных задач – максимизировать ожидаемый доход, представленный показателями ОДС или ЧДД, и в то же время минимизировать риск. Одним из способов решения такой дуальной задачи является применение описанных выше *методов теории полезности*, позволяющей путем введения функции полезности сбалансировать два учитываемых критерия. Другим способом решения таких задач является использование *методов современной портфельной теории* (*Modern Portfolio Theory*), в которой введение понятия «эффективность» позволило удовлетворить две противоречивые цели.

Методы современной финансовой портфельной теории

Современная финансовая портфельная теория – это принципы, лежащие в основе анализа и оценки рационального выбора инвестиционного портфеля на базе компромиссного соотношения *риска и доходности*. Портфельная тео-

Рис. 7.
Граница эффективности как огибающая множества рискованных портфелей [11]

рия берет свое начало от статьи американского экономиста Г. Марковица, в которой он предложил математическую модель формирования *оптимального* (*эффективного*) портфеля ценных бумаг и привел методы построения таких портфелей [10]. Понятие «оптимальный (или эффективный) инвестиционный портфель» – неотъемлемая часть теории Г. Марковица.

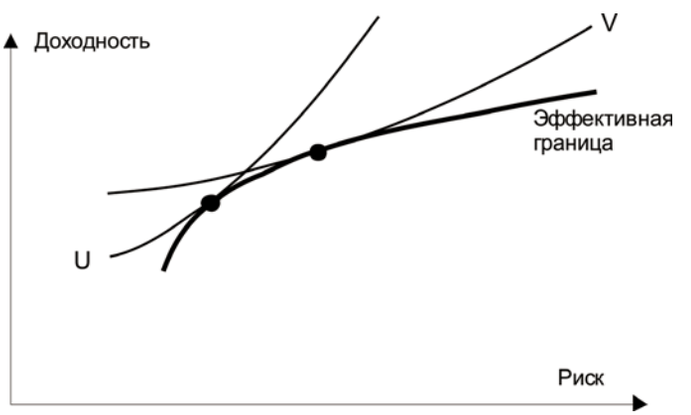
Понятие «оптимальный портфель» можно определить одним из двух способов: а) это портфель, способный обеспечить *наименьший уровень риска* для *указанного уровня доходности*, б) это портфель, способный обеспечить *наибольший уровень доходности* для *указанного уровня риска* – среди всех портфелей, которые можно составить из совокупности рассматриваемых ценных бумаг.

Каждое из этих определений создает *набор* оптимальных (*эффективных*) портфелей. Оба определения эквивалентны: набор оптимальных портфелей, полученный в соответствии с определением а), в точности совпадает с набором оптимальных портфелей, полученным в соответствии с определением б).

Все множество портфелей, отвечающих *принципу эффективности*, образует *границу эффективности*. На ***рис. 7*** в координатах «доходность – риск» изображены допустимые портфели и граница эффективности: допустимые портфели представлены облаком точек, расположенных ниже и правее границы эффективности; каждая точка границы эффективности соответствует эффективному портфелю.

Основной задачей лица, принимающего решение, является выбор единственного портфеля из множества на границе эффективности. Какой именно будет выбран портфель, зависит от склонности инвестора к риску. Склонность к риску, как указано выше, принято характеризовать функцией полезности. Эта функция строится в предположении, что с ростом риска инвестор требует все большего роста доходности. На плоскости «доходность – риск» функция полезности каждого инвестора отображается семейством кривых, каждая из которых состоит из точек, равно «полезных» для него. Оптимальным портфелем будет тот, для которого функция полезности касается эффективной границы. Этот портфель является одновременно и эффективным, и наиболее «полезным» для данного инвестора. Схема выбора оптимального портфеля на эффективной границе при помощи функции полезности инвестора приведена на ***рис. 8***.

Рис. 8.
Схема выбора оптимального портфеля на эффективной границе при помощи функции полезности инвестора Кривая U характерна для инвестора, не склонного к риску. Кривая V характерна для инвестора, терпимого к риску [11].



Применение финансовой портфельной теории в геологоразведке нефти и газа

Несмотря на то, что в исходном виде портфельная теория Г. Марковица была разработана для финансовых рынков, ее адаптация к нефтегазовой промышленности оказалась возможной и оправданной, что подтверждается успешным опытом ее применения в отечественных и зарубежных компаниях [12–14].

Отличие исходных посылок для применения портфельной теории в геологоразведке нефти и газа от исходных посылок финансовой портфельной теории состоит в следующем.

1. Элементами геолого-экономического исследования являются подготовленные к бурению ловушки (а не ценные бумаги, исследуемые в финансовой портфельной теории).

2. В качестве оценки дохода для ловушки будем рассматривать величину ожидаемой денежной стоимости ресурсов ловушки ОДС (а не среднее значение вероятностной оценки дохода ценной бумаги, как это принято в финансовой портфельной теории).

3. В качестве риска для ловушки будем рассматривать оценку вероятности неудачи ГРР ло-

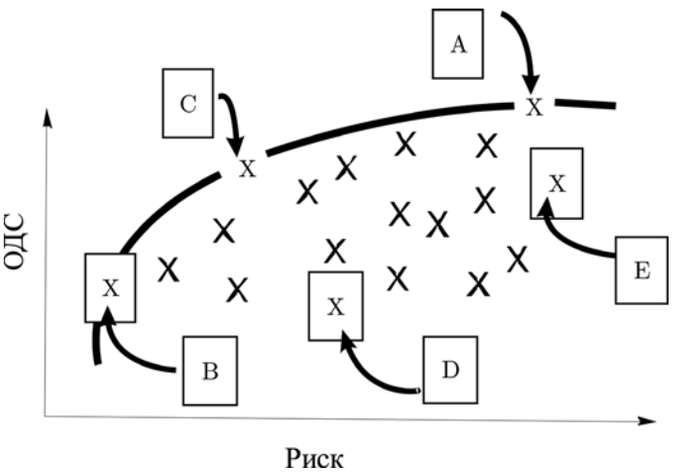
вушки $P_{неуд,грр}$ (а не дисперсию вероятностной оценки дохода ценной бумаги, как это принято в финансовой портфельной теории).

4. Как и в финансовой портфельной теории, предполагается, что лицо, принимающее решение, не склонно к риску – из двух ловушек с равной доходностью предпочтение будет отдано ловушке с наименьшим риском; ЛПР согласится на увеличенный риск, если только этот риск будет компенсирован большей доходностью. Это условие лежит в основе построения границы эффективности.

Из финансовой портфельной теории следует, что основным результатом ее применения является эффект компромиссного соотношения риска и доходности, представленный границей эффективности.

Рассмотрим способ адаптации финансовой портфельной теории Г. Марковица для геологоразведки с точки зрения получения компромиссного соотношения риска и доходности ловушки. Это можно продемонстрировать примером [6].

Для лица, принимающего решение, можно создать диаграмму отношения «доход/риск» (в координатах доход – риск), на которой представлено множество ловушек, различающихся по своим характеристикам. Пример такой диаграммы приведен на ***рис. 9***. Горизонтальная ось представляет риск, измеряемый вероятностью отрицательного результата ГРР ($P_{неуд,грр}$). Вертикальная ось представляет доход, измеряемый величиной ожидаемой денежной стоимости ресурсов (ОДС). Знаком «Х» отмечены ловушки с различными характеристиками доход – риск. По этой диаграмме лицо, принимающее решение, может выбрать ловушку, обеспечивающую наилучший баланс между потребностью в получении наибольшего дохода и необходимостью минимизации риска. Такая ловушка выбирается из набора ловушек, составляющих границу эффективности. В данном случае приведенная на рисунке кривая (граница эффективности) объединяет ловушки, которые характеризуются наибольшим значением ОДС при любом приемлемом уровне риска или наименьшим риском при любой заданной доходности (ОДС).


A
C
X
X
X

8. Назаров В.И., Калист Л.В. Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2.
9. Yuri Gama Lopes, Adiel Teixeira de Almedia. A Multicriteria Decesion Model for Selecting a Portfolio of Oil and Gas Exploration Projects. Pesquisa Operacional, 2013, vol. 33(3).
10. Markowitz H. M. Portfolio Selection. / Journal of Finance, 1952, March.
11. В помощь инвестору: введение в теорию эффективного портфеля. Доступно на: http://www.parusinvestora.ru/carticles/cart2_4.shtm (обращение 03.10.2018).
12. Матиив В.М. Разработка оптимальных управленческих решений на основе портфельной теории //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2007. № 9.
13. Ball Ben C., Savage Sam L. / Notes on Exploration Portfolio Optimization. JPT, 1999, September.
14. Moriarty Noll. Portfolio Risk reduction: Optimising Selection of Resource Project by Application of Financial Industry Techniques. Exploration Geophysics, 2001, № 32.

UDC 553.98.048

N.M. Emelianova, PhD, Senior Researcher, All–Russian Geological Research and Development Oil Institute[1].
V.I. Poroskun, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Director General for Research, All–Russian Geological Research and Development Oil Institute[1], poroskun@vnigni.ru

[1]36 shosse Entusiastov, Moscow, 105118, Russia.

Quantitative Criteria of Decision-making in Petroleum Exploration

Abstract. Decision–making in petroleum exploration (on search – estimation stage) is carried out in conditions of significant shortage of information. This circumstance provides uncertainty of received appraisals of geological and economical factors forming the basis of decision–making criteria. The article examines the problem of formalization of estimation uncertainty of geological and economical factors and methods for their introduction into decision–making criteria. Particular emphasis has been placed on probable formalization of notion “geological risk” for prepared for drilling traps (prospects). Approach based on ratio analysis “profitability/risk” is the methodological basis of the considered criteria. These criteria are used for ranking traps on their importance in well drilling program development.

Keywords: searching for oil and gas fields; geological risk; decision–making criteria.

References

1. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guide on the quantitative and economic assessment of Russian oil, gas and condensate resources]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000.
2. Mian M.A. Project Economics and Decision Analysis. Vol. II. Probabilistic Models. Penn Well, 2002.
3. Raifa G. *Analiz reshenii (vvedenie v problemu vybora v usloviiakh neopredelennosti)* [Decision analysis (introduction to the problem of choice in conditions of uncertainty)]. Moscow, Nauka Publ., 1977.
4. Megill R.E. An Introduction to Exploration, Risk Analysis, 2nd, 1st editions: Penn Well Publishing Co., Tulsa, Okla. 1977, 1984.
5. Newendorp Paul, Schuyler John. Decision Analysis for Petroleum Exploration. 2nd, Edition,-Planning Press, Aurora, Colorado, 2000.
6. Rouz Piter R. *Analiz riskov i upravlenie neftegazopoiskovymi proektami* [Risk analysis and management of oil and gas exploration projects]. *Biblioteka neftianogo inzhiniringa* [Oil Engineering Library]. Moscow – Izhevsk, 2011.
7. Fokin A. *Riski i neopredelennost’ v geologorazvedochnom protsesse* [Risks and uncertainties in the exploration process]. *Novator* [Innovator], 2011, no. 43.
8. Nazarov V.I., Kalist L.V. *Riski v sisteme upravlencheskikh reshenii po vyboru napravlenii i ob”ektov osvoeniia morskikh uglevodorodnykh resursov* [Risks in the system of management decisions on the choice of areas and facilities for the development of marine hydrocarbon resources]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2007, no. 2.
9. Yuri Gama Lopes, Adiel Teixeira de Almedia. A Multicriteria Decesion Model for Selecting a Portfolio of Oil and Gas Exploration Projects. Pesquisa Operacional, 2013, vol. 33(3).
10. Markowitz H. M. Portfolio Selection. / Journal of Finance, 1952, March.
11. *V pomoshch’ investoru: vvedenie v teoriiu effektivnogo portfelia* [Helping the investor: an introduction to the theory of an effective portfolio]. Avialable at: http://www.parusinvestora.ru/carticles/cart2_4.shtm (accessed 3 October 2018).
12. Matiiv V.M. *Razrabotka optimal’nykh upravlencheskikh reshenii na osnove portfel’noi teorii* [Development of optimal management decisions based on portfolio theory]. *Problemy ekonomiki i upravleniia neftegazovym kompleksom* [Problems of economics and management of oil and gas complex], 2007, no. 9.
13. Ball Ben C., Savage Sam L. / Notes on Exploration Portfolio Optimization. JPT, 1999, September.
14. Moriarty Noll. Portfolio Risk reduction: Optimising Selection of Resource Project by Application of Financial Industry Techniques. Exploration Geophysics, 2001, № 32.

УДК 553.98

И.А. Нагорная
ЗАО «МиМГО»[1]
заведующий сектором подсчета запасов УВ и геологического моделирования
nagornaya@mimgo.ru

С.С. Гаврилов
канд. геол.-мин. наук
эксперт ГКЗ
ЗАО «МиМГО»[1]
директор
info@mimgo.ru

А.А. Мосесян
ЗАО «МиМГО»[1]
начальник отдела проектирования разработки и подсчета запасов месторождений УВ

О.Б. Ямпольская
канд. геол.-мин. наук
ЗАО «МиМГО»[1]
заведующий сектором сейсмогеологического моделирования по Западной Сибири и Арктическим регионам

С.А. Нагорный
эксперт ГКЗ
ЗАО «МиМГО»[1]
заведующий сектором проектирования разработки месторождений УВ

В.В. Щербина
ЗАО «МиМГО»[1]
ведущий специалист сектора проектирования разработки месторождений УВ

Е.М. Балякина
ЗАО «МиМГО»[1]
геолог 1 категории сектора подсчета запасов УВ и геологического моделирования

Определение нижней границы распространения природных газогидратов в залежи для подсчета запасов свободного газа на примере Мессояхского месторождения

[1]Россия, 111123, Москва, шоссе Энтузиастов, 21.

Проблема выделения газовых гидратов в разрезе месторождений является весьма актуальной. Наличие газогидратов может осложнять как процесс бурения, так и непосредственно эксплуатацию скважин. Понимание занимаемого объема залежи природными газогидратами позволяет провести более точную оценку возможных к извлечению запасов УВ с индивидуальным подходом к системе разработки таких залежей. На примере Мессояхского месторождения предложен алгоритм принятия решений для подсчета запасов свободного газа с доказанным наличием газогидратонасыщенной частью продуктивного пласта

Ключевые слова: газогидраты; гидраты; запасы газа; свободный газ; подсчет запасов

Особенностью месторождений в зоне распространения многолетнемерзлых (ММП) пород является наличие вверх по разрезу природных газогидратов (***рис. 1***).

Газовые гидраты – соединения, в которых молекулы газа заключены в кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, удерживаемых водородной связью. Газовые гидраты могут образовываться и стабильно существовать в широком интервале давлений и температур (для метана от $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^{3}$ Мпа при температуре от 70 до 350 К). Некоторые свойства гидратов уникальны. Например, один объем воды связывает в гидратное состояние примерно 160 объемов метана. При этом ее удельный объем возрастает на 26% (при замерзании воды ее удельный объем возрастает на 9%).

Кристаллогидраты газа обладают высоким электросопротивлением и высокой акустической проводимостью. Они практически непроницаемы для молекул воды и газа.

Природные газогидраты представляют собой метастабильный минерал, образование и разложение которого зависит от давления и температуры, состава газа и воды, от свойств пористой среды, в которой они образуются.

Существуют два основных вида газогидратных залежей: первичные и вторичные. Первичные – это те, после формирования которых в них не происходило цикличных фазовых переходов гидрат – свободный газ – вода – гидрат. Они обычно приурочены к акваториям. Вторичные газогидратные залежи обычно находятся на материках. Они формируются из скоплений свободного газа, расположенных под непроницаемыми литологическими покрышками, при понижении температур в разрезе пород ниже равновесной для данного газа. За геологическое время температура на материках неоднократно циклично изменялась, что приводило к цикличным фазовым переходам с образованием залежей газовых гидратов и свободного газа. В переходный период под газогидратной залежью

Рис. 1.
Геологический разрез севера Западной Сибири (Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. 2004)

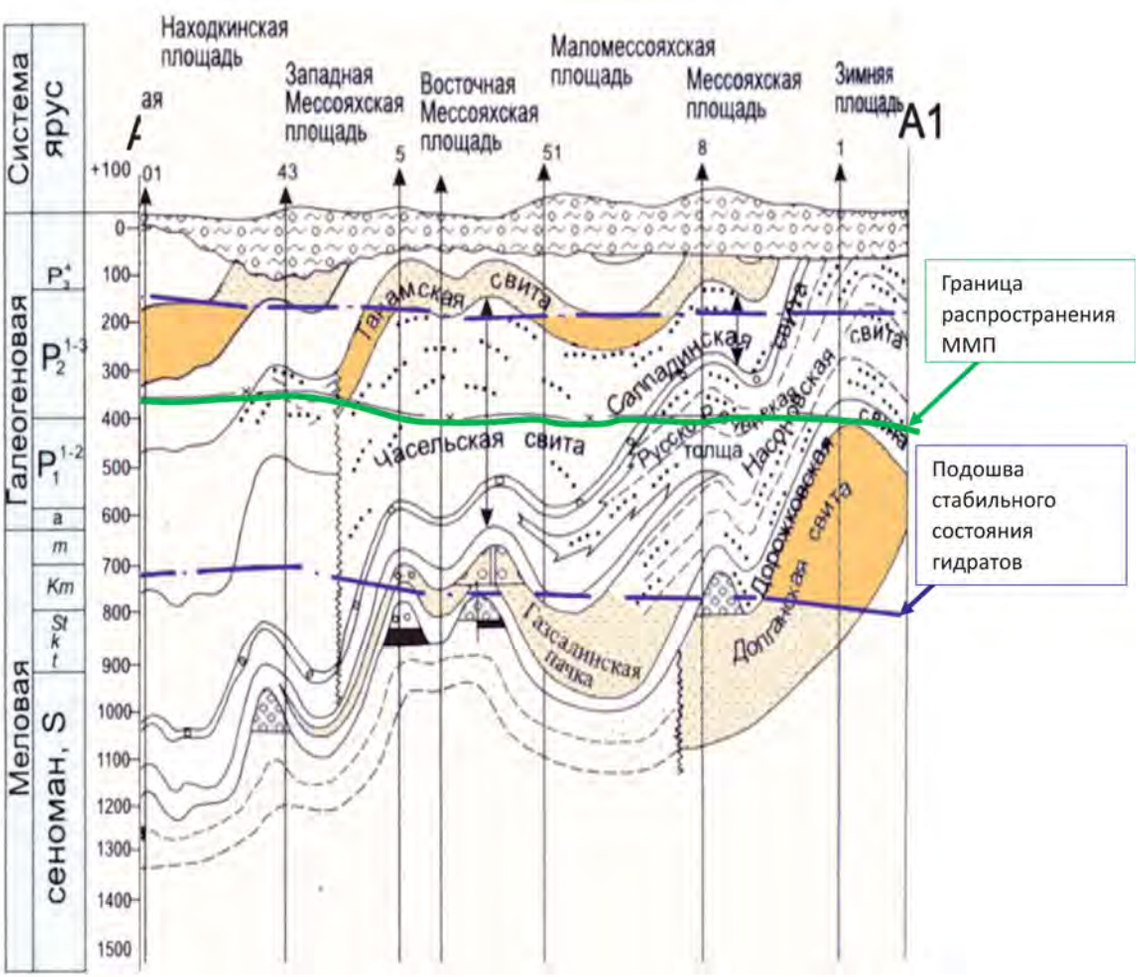


Рис. 2.
Дерево принятия решений

может существовать залежь свободного газа или нефти. Именно к этой категории относится Мессояхское месторождение, которое находится в завершающей стадии разложения гидратов (за счет повышения температуры в разрезе пород).

Подробно газогидраты на Мессояхском месторождении изучены исследователями Ю.Ф. Макогоном и А.Л. Сухоносенко. Образование гидратов обусловлено соответствием начальных пластовых температур и давлений равновесным условиям гидратообразования. Условия низких температур и высоких давлений свидетельствуют о возможности соединения метана с водой в пласте в твердой фазе.

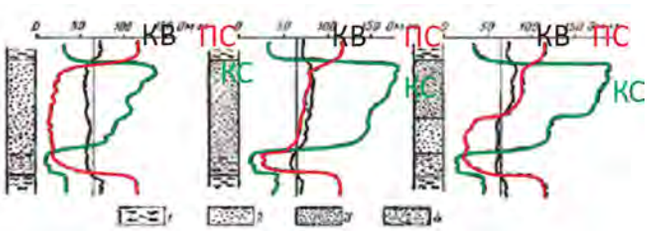
Наличие газогидратонасыщенной части в залежи Мессояхского месторождения подтверждается низкими дебитами газа, большим количеством поступающей с газом низкоминерализованной воды и данными ГИС.

Определение нижней границы распространения газогидратов (т.н. газогидратный контакт, ГГК) является важной задачей для определения корректного количества заключенного в остальной части залежи свободного газа, а также для применения грамотной системы разработки.

Поэтому при составлении отчета по подсчету запасов Мессояхского месторождения была выявлена необходимость сформировать методику подсчета запасов месторождений газа на территориях, где часть разреза заполнена природными газогидратами. Но при этом набор исходной информации для подсчета запасов максимально приближен к тому, с которым приходится работать геологам и геофизикам при любом другом подсчете запасов, т.е. стандартный.

Составители подсчетов запасов не могут рассчитывать на то, что при обнаружении газовых гидратов недропользователь будет инвестировать значительные средства, особенно на раннем этапе геологоразведки, в изучение гидратов и их условий залегания, принимая во внимание, что технологии разработки гидратов пока не существует, и их в терминах государственного

Рис. 3.
Характерная геофизическая характеристика залежей природного газа: 1 – глинистая покрышка, 2 – газонаныщенный песчаник, 3 – гидратонасыщенный песчаник, 4 – водонасыщенный пласт



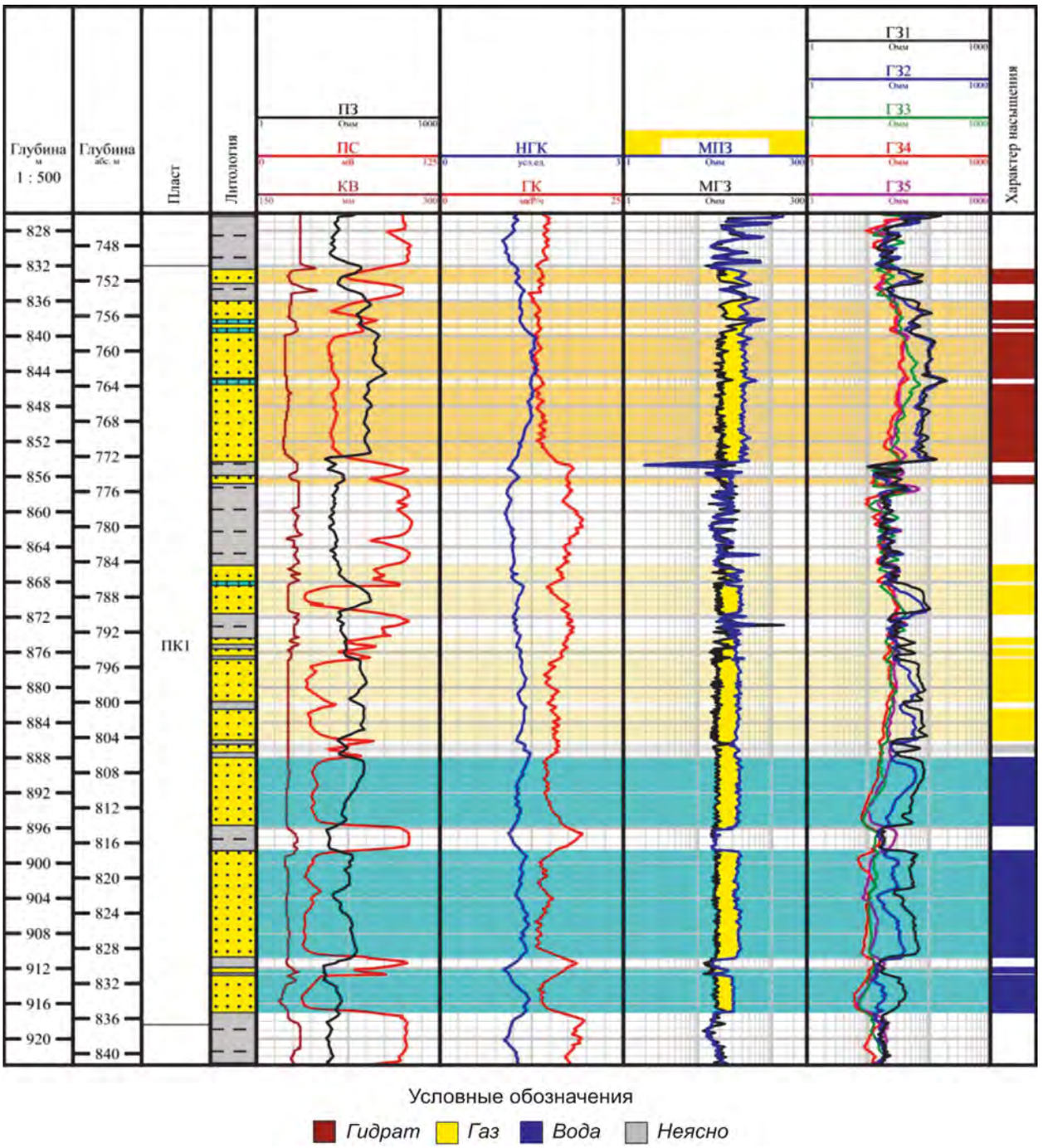


Рис. 4.
Пример выделения гидратов скважины № 6

баланса полезных ископаемых нельзя считать ни запасами, ни ресурсами.

На основании проанализированной исходной информации было разработано «дерево» принятия решений для месторождений, находящихся в одинаковых условиях с Мессояхским месторождением (***рис. 2***).

В случае Мессояхского месторождения, согласно разработанной методике принятия решений, можно перейти именно к подсчету запасов УВ с определением условной поверхности ГГК.

Таким образом, в основу определения границы распределения гидратов положены косвенные признаки наличия гидратов, определяемые по ГИС или данным опробования и эксплуатации скважин. Метод предполагает определенные допущения, но все же достаточно надежен и точен для достижения поставленной цели.

Для определения нижнего уровня газогидратонасыщения (уровень ГГК) в рамках подсчета запасов Мессояхского месторождения был проанализирован комплекс исходной информации.

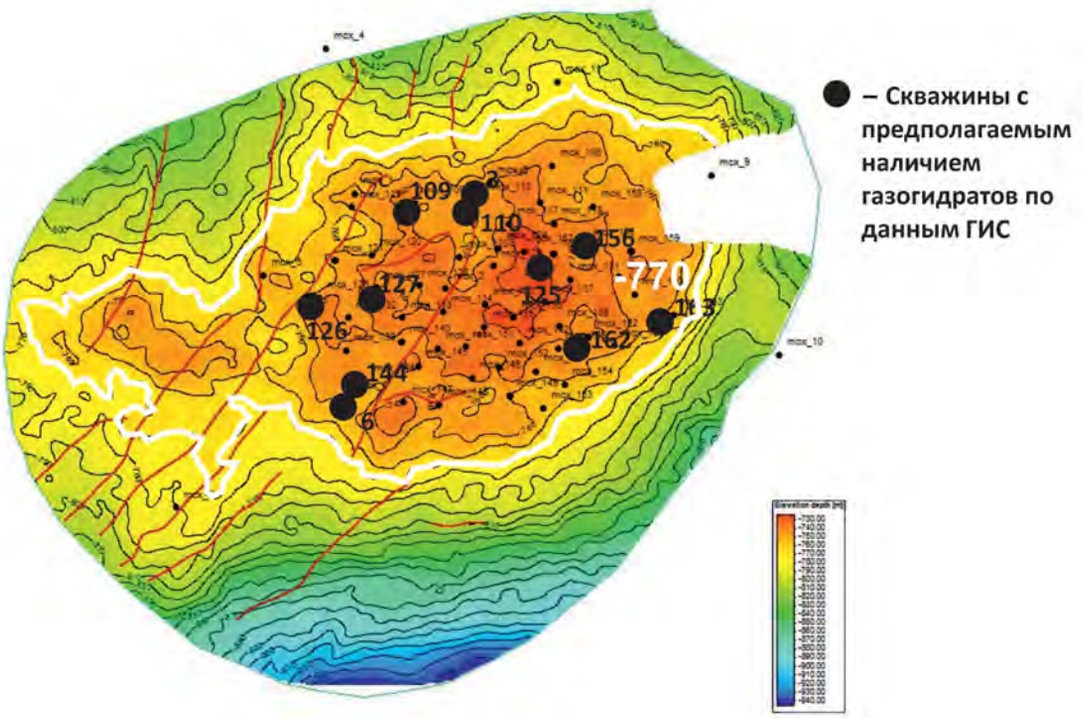
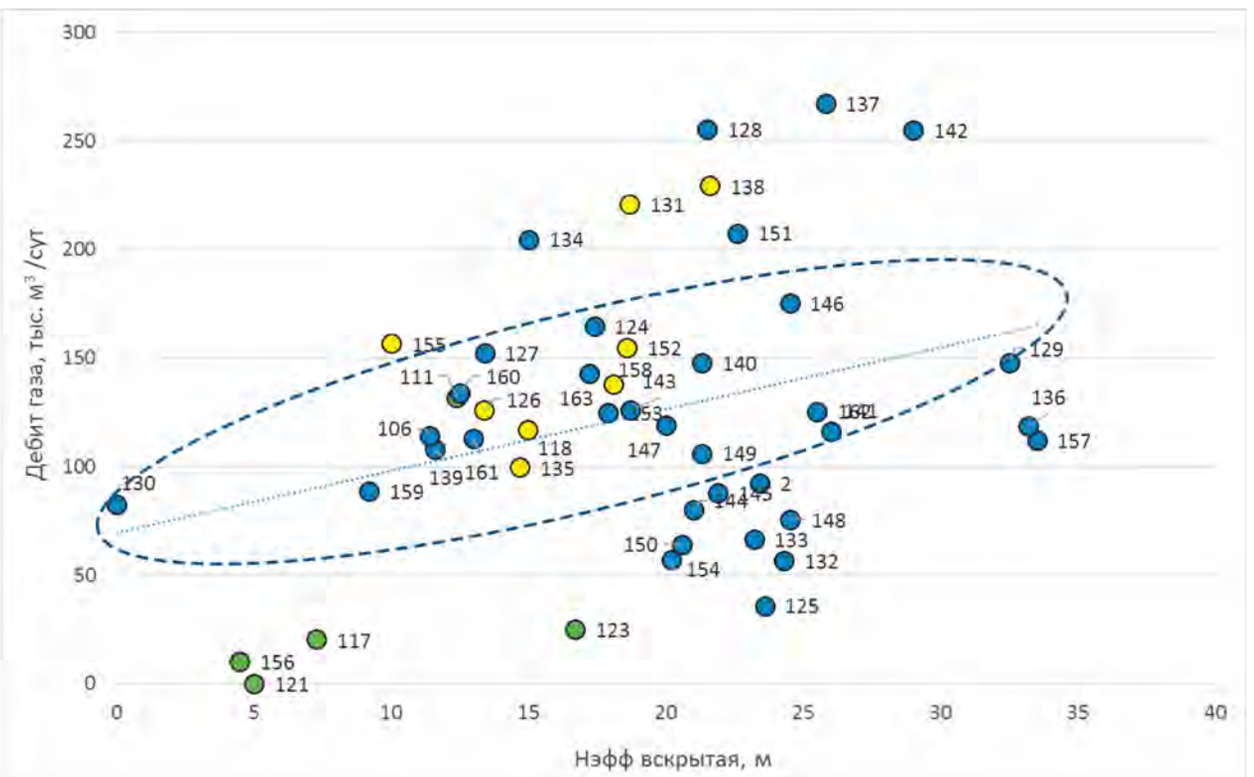


Рис. 5
Структурная карта по отражающему горизонту Г с нанесенными скважинами с предполагаемым наличием газогидратов по данным ГИС

Рис. 6.
Зависимость стартовых дебитов газа по скважинам (зеленый – перфорация только в верхней части залежи, желтый – перфорация в нижней части залежи, синий – перфорация как верхней, так и нижней части залежи) от вскрытой эффективной газонасыщенной толщины



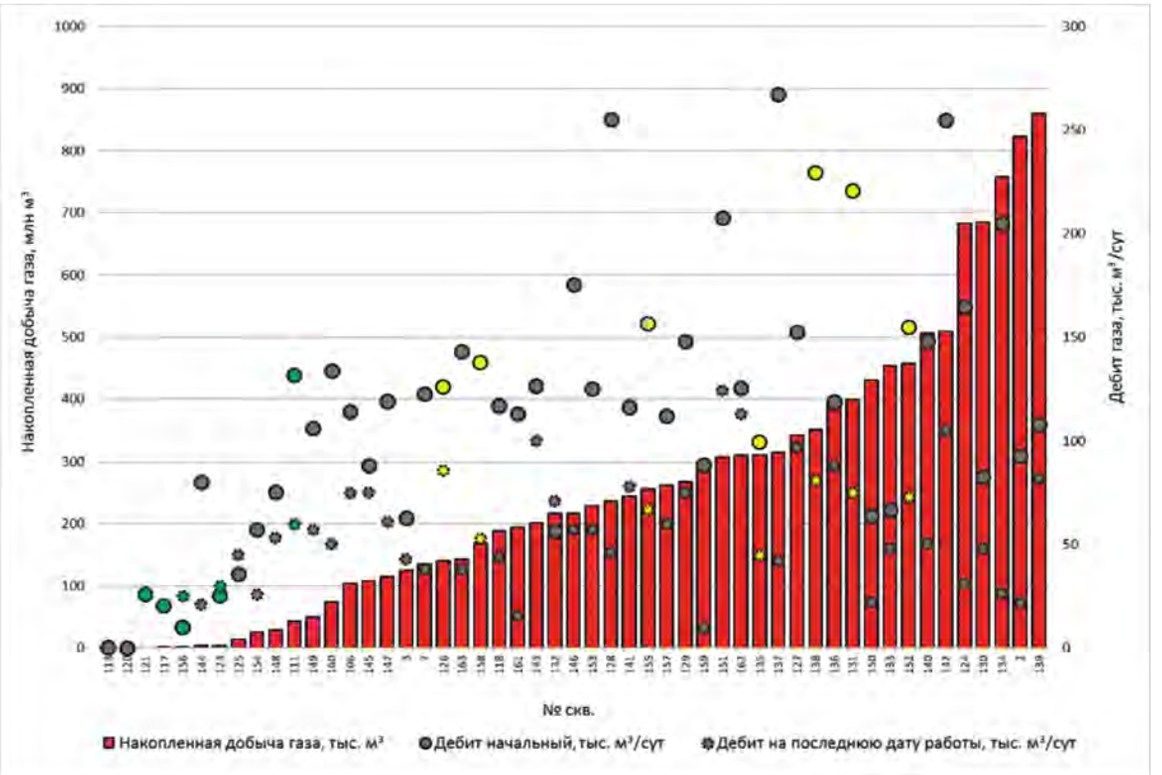
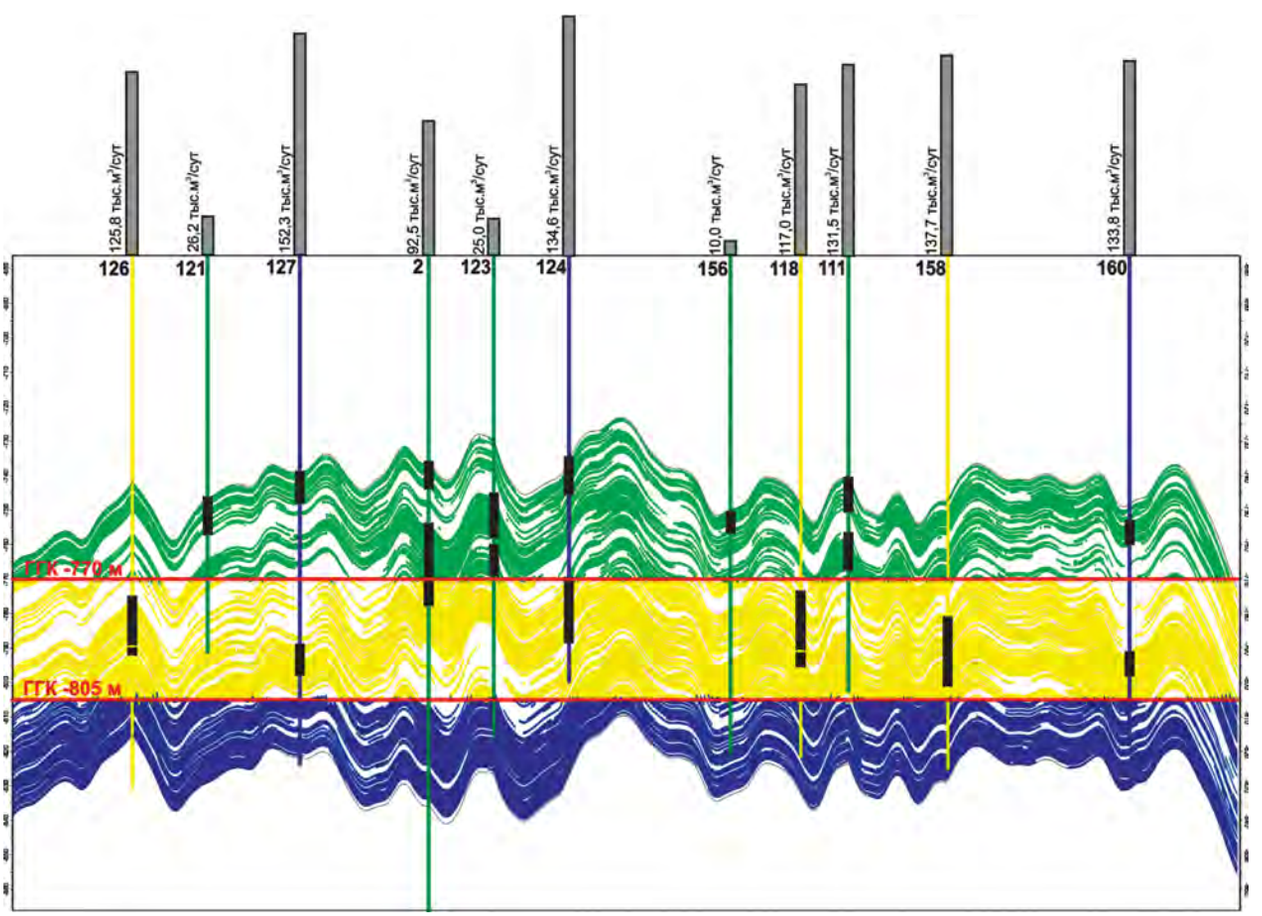


Рис. 7.
Распределение скважин объектов ДЛ-1 по среднегодовым дебитам и накопленной добычи газа

Рис. 8.
Анализ величины стартовых дебитов от положения перфорации в пласте



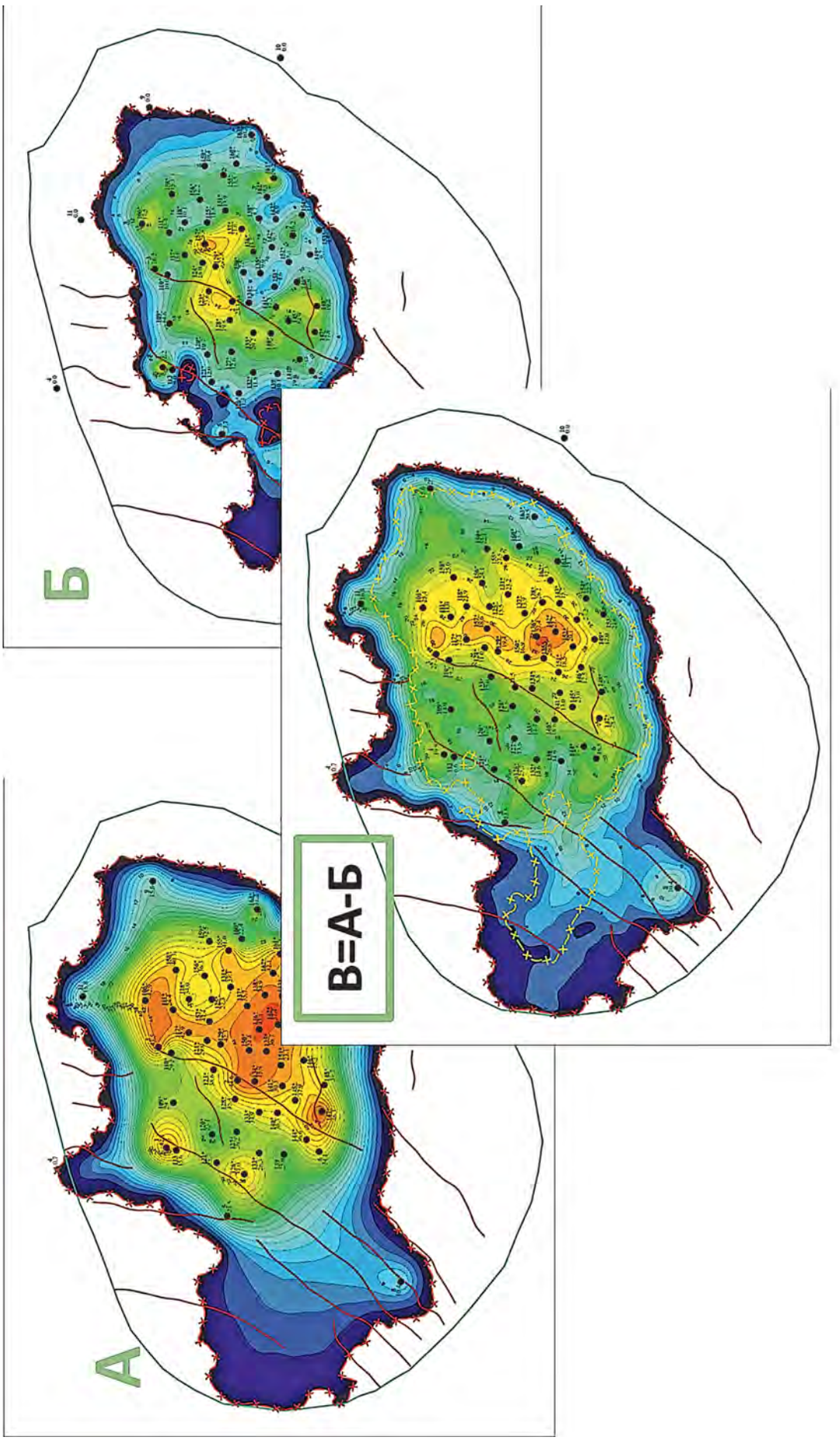


Рис. 9.
Получение результирующей карты эффективных газонасыщенных толщин продуктивного пласта ДП-1 Мессояхского месторождения

Одним из способов выделения газогидратов в разрезе является выделение интервалов по данным ГИС (***рис. 3***). Для гидратов характерно увеличение значений ПС и ПЗ относительно показаний в газовой и водоносной частях разреза. Для последних характерным является единый уровень данных ПС в песчаных прослоях и возможное уменьшение ПЗ в водоносных пластах.

Пример выделения гидратов в скв. № 6 приведен на ***рис. 4***. Согласно данному признаку были выявлены скважины с наличием газогидратов и скважины с предполагаемыми интервалами газогидратов.

Скважины с предполагаемым наличием газогидратов были нанесены на структурную карту по отражающему горизонту Г (***рис. 5***), скважины оказались приурочены к купольной части залежи.

Из ***рис. 6*** видно, что скважины, проперфорированные в верхней части залежи, являются низкодебитными, несмотря на достаточно мощные вскрытые эффективные толщины. ***Рис. 7*** показывает, что перфорация в обеих частях залежи не дает существенных отличий от значений дебитов при перфорации только нижней части, т.е. верхние интервалы перфорации не работают.

Учитывая данные ГИС (***рис. 4–5***), промысловую информацию (***рис. 6–8***) и ее анализ, а также результаты численных экспериментов, проведенных в рамках работы А.Л. Сухоносенко «Термодинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений» в 2013 г., показывающих, что давление в блоках, находящихся ниже газогидратного контакта, меньше равновесного давления гидратообразования, происходит разложение газовых гидратов, был определен уровень, отделяющий газогидратную часть пласта от газовой. Уровнем является субгоризонтальная поверхность на а.о. -770 м.

Таким образом, продуктивный пласт ДЛ-1 Мессояхского месторождения представляет собой массивную залежь, запасы свободного газа которой располагаются в коллекторах между газогидратной «шапкой» и подстилающей водой.

Карта эффективных газонасыщенных толщин продуктивного пласта Мессояхского месторождения (***рис. 9 В***) была построена по принципу, применяемому для залежей УВ с присутствующей шапкой УВ в другом фазовом состоянии, т.е. путем вычитания из карты общих насыщенных толщин (***рис. 9 А***) карты коллекторов, насыщенных гидратами (***рис. 9 Б***).

Разработанная методика была представлена на ЭТС в ФБУ ГКЗ, где проблема выявления газогидратов и их геометризация единогласно признана очень актуальной и вызвала достаточно активное обсуждение. Экспертами были даны рекомендации как недропользователю по программе доизучения месторождения для более уверенного определения ГГК, так и авторам методики для продолжения научных изысканий в данном направлении.

UDC 553.98

I.A. Nagornaya, Head of the Sector for Calculating Hydrocarbon Reserves and Geological Modeling of ZAO MiMGO[1], nagornaya@mimgo.ru
S.S. Gavrilov, PhD, GKZ expert, Director of ZAO MiMGO[1], info@mimgo.ru
A.A. Mosesyan, Head of the Department for Designing the Development and Calculation of HC Resources of ZAO MiMGO[1].
O.B. Yampolskaya, PhD, Head of the seismological and geological modeling sector in Western Siberia and the Arctic regions of ZAO MiMGO[1].
S.A. Nagorny, GKZ expert, Head of the HC field development design sector of ZAO MiMGO[1].
V.V. Tsherbina, Leading Specialist of the HC Development Field of ZAO MiMGO[1].
E.M. Balyakina, Geologist of the 1st Category of the Hydrocarbon Reserves and Geological Modeling Sector of ZAO MiMGO[1].

[1]21 Enthusiasts highway, Moscow, 111123, Russia.

Determination of the Lower Border of Natural Hydrate Distribution in the Gas Deposits for the Calculation of the Gas Reserves on the Example of Messoyakha Field

Abstract. The problem of allocation of gas hydrates in the deposits is very relevant. The presence of gas hydrates can complicate both the drilling process and the operation of wells. So the understanding of the volume of natural hydrate inside deposits allows for a more accurate assessment of the possible extraction of hydrocarbon reserves with an individual approach to the development of such deposits. On the example of Messoyakha field the decision–making algorithm for calculation of free gas reserves with proven presence of gas hydrate–saturated part of the reservoir is proposed.

Keywords: gas–hydrate; hydrate; gas reserves; free gas; reserve calculation

УДК 504.064

И.С. Помеляйко
канд. техн. наук
ООО «Нарзан-гидроресурсы»[1]
ведущий инженер-гидрогеолог
i.pomelyayko@yandex.ru

Концентрация ряда веществ 1-2 класса опасности и долгоживущих техногенных радионуклидов ^{137}Cs и ^{90}Sr в природных средах городов-курортов конурбации Кавказских Минеральных Вод

[1]Россия, 357700, Ставропольский край, Кисловодск, ул. Кирова, 43.

На основании исследований специалистов ВОЗ, МАИР и нормативных документов, действующих на территории РФ, выделены чрезвычайно опасные химические вещества, пагубно влияющие на окружающую среду и здоровье человека. К ним относятся бенз(а)пирен, Be, Hg, Cd, As, Pb, Ni, Zn, нитриты. Большинство из них обладают беспороговостью действия, когда уже при незначительных количествах может наступить кумулятивный эффект индуцированного мутагенеза. Помимо перечисленных веществ отрицательное влияние на организм человека оказывает ионизирующая радиация. В частности, техногенные радионуклиды ^{137}Cs и ^{90}Sr способствуют возникновению врожденных пороков развития, снижению фертильности, дефициту иммунитета, росту частоты опухолей и лейкозов, оказывают эмбриотоксическое действие и т.д. Концентрации данных веществ регулярно замерялись в природных средах курортов Кавказских Минеральных Вод. Мониторинг проводится с 2010 г. и включает систематический отбор проб грунтов, поверхностных и подземных вод курортов КМВ на химические, микробиологические и радиологические анализы. Анализируется информация о загрязнении атмосферы курортов. Данные исследования позволили установить пространственную структуру загрязнения городских территорий и степень их гигиенической опасности. В качестве количественной характеристики основных факторов экологического состояния среды, определяющих реальную нагрузку на организм человека автором предложена величина комплексной антропотехногенной нагрузки (ВАН) на окружающую среду. Согласно предложенной методике исходя из значения ВАН экологическое состояние территории можно дифференцировать как удовлетворительное, напряженное, критическое, катастрофическое. Экологическое состояние городов КМВ – напряженное и критическое. Наибольший вклад в комплексную антропотехногенную нагрузку курортов вносит загрязнение поверхностных вод и загрязнение долгоживущими радионуклидами

Ключевые слова: чрезвычайно опасные химические вещества; здоровье человека; экологический мониторинг; курорты КМВ; экологическое состояние; величина комплексной антропотехногенной нагрузки (ВАН)

Существуют различные перечни чрезвычайно опасных химических веществ, которые в случае их ненадлежащего регулирования могут пагубно влиять на окружающую среду (ОС) и здоровье человека. Эксперты ВОЗ выделяют 10 химических соединений (групп), наиболее негативно влияющих на здоровье. К ним относятся: асбест, бензол, диоксины, взвешенные частицы (диоксид азота, озон), кадмий, мышьяк, фтор, пестициды, ртуть, свинец [1]. Данные вещества способны нарушать эмбриогенное развитие плода, обладают мутагенным и канцерогенным эффектами. Большинство из них имеют хорошую проникающую способность в клетки живых организмов. Человек может получить их через кожу, дыхательные пути и с пищей. Накапливаясь в живых организмах, они провоцируют в дальнейшем различные заболевания. Ситуацию осложняют синергетические эффекты. Тяжелые металлы (ТМ) редко встречаются отдельно друг от друга, а два или более ядов вместе дают эффект, во много раз превосходящий сумму действий каждого из них. Сочетаясь вместе и поступая в организм, они ослабляют иммунную систему, и человек становится более подверженным воздействию инфекций и паразитов. Кроме того, большинство мутагенов обладает беспороговостью действия, когда уже при незначительных количествах может наступить кумулятивный эффект индуцированного мутагенеза. Экотоксиканты (бенз(а)пирен (БП), нитрозамины, свинец, кадмий, мышьяк и др.) накапливаются в живых организмах и, передаваясь по трофическим цепям, представляют опасность не только для настоящего, но и для будущих поколений [2].

Согласно определению Международного агентства изучения рака (МАИР), среди канцерогенов большое значение придается ряду ТМ, к которым относят кадмий, никель, бериллий, хром, молибден, свинец, мышьяк и их соединения. Из них в первую группу (канцерогенность которых для человека доказана) входят Cd, Ni, Be, Cr, As [3].

Ко второй группе химических веществ, вероятно канцерогенных для человека, отнесены 54 соединений веществ из класса полиароматических углеводородов (ПАУ), в том числе БП, ряд веществ класса N-нитрозосоединений, предшественниками которых являются нитраты и нитриты, а также свинец [3].

Отрицательное воздействие на организм человека оказывает и ионизирующая радиация. Радионуклид ^{137}Cs, способствует возникновению врожденных пороков развития, при наличии генетической предрасположенности, выступая в роли провоцирующего внешнесредового фактора. В значительных количествах, ^{137}Cs оказывает эмбриотоксическое действие. При поступлении в организм плода ^{90}Sr отмечаются нарушения процессов плацентации и органогенеза, что может привести к его гибели. В постнатальном периоде такое потомство характеризуется пониженной жизнеспособностью, снижением фертильности (способности к размножению) и дефицитом иммунитета, возрастает частота опухолей и лейкозов [4]. Около 80% радиационной нагрузки население получает за счет внутреннего облучения [5].

Учитывая нормативные документы РФ, разработанные для различных сред [6, 7, 8], можно отметить, что из веществ, о которых упоминалось выше, к чрезвычайно (1 класс) и высокоопасным (2 класс) были отнесены вещества, представленные в ***табл. 1***. Таким образом, исходя из данных ВОЗ, МАИР и нормативных документов (НД), действующих на территории РФ, к наиболее опасным веществам 1–2 класса относятся: БП, Be, Hg, Cd, As, Pb, Ni, Zn, нитриты (NO_2). Концентрации данных загрязняющих веществ (ЗВ), регулярно замерялись в природных средах курортов КМВ (***табл. 1***).

Подробная методика экологического мониторинга (ЭМ) изложена в работах [9, 10, 11]. Мониторинг проводится с 2010 г. и включает систематический отбор проб грунтов, поверхностных и подземных вод курортов КМВ на химические, микробиологические и радиологические показатели. Данные о концентрации поллютантов в атмосфере курортов Кисловодск и Пятигорск получены в НПК «Атмосфера» (Санкт-Петербург) [12]. Концентрации ЗВ для Ессентуков и Железноводска представлены Ставропольским Росгидрометом [13,14]. Итогом ЭМ курортов КМВ

Таблица 1.

Вещества, отнесенные к чрезвычайно и высоко опасным согласно классификаций ВОЗ, МАИР и НД РФ, и определяемые в различных средах курортов КМВ

Среда	Вещество
Атмосфера	Бенз(а)пирен, NO_2*
Педосфера	As, Cd, Hg, Pb, Zn, Ni,
Гидросфера (реки)	Hg, Be, As, NO_2, Cd, Pb, Ni, Zn
*данное вещество относилось ко 2 классу опасности до 2003 г., после чего было отнесено к 3 классу опасности.	

Компонент (ЗВ) Фоновая ($C_ф$)	Концентрация ЗВ				Превышение $C_{ср}$ над $C_ф$
	Средняя ($C_{ср}$)	Мин. (C_{min})	Макс. (C_{max})		
Кисловодск (К)					
Атмосферный воздух					
БП, нг/м³	–	1,2	0,2	2,2	1,5*
Диоксид азота, мкг/м³	–	37	20	50	1,2*
Грунты, мг/кг					
Свинец	10	54,8	10	62,75	5,5
Мышьяк	2,2	4,93	1,39	6,8	2,2
Кадмий	1	1,86	0,74	2,19	1,9
Никель	24	47,40	18	60	2
Ртуть	0,02	0,08	0,01	0,24	4
Цинк	52,5	102,16	50,6	127,7	1,9
Цезий–137, Бк/кг	60	29,2	23	60	0,5
Стронций–90, Бк/кг	2	12,9	2	21	6,5
Поверхностные водотоки, мг/дм³					
Мышьяк	0,001	0,03	< 0,001	0,07	30
Нитриты	0,02	0,1	< 0,02	0,29	5
Цинк	0,01	0,04	< 0,01	0,04	4
Кадмий	0,001	0,006	< 0,0001	0,007	6
Свинец	0,004	0,02	< 0,005	0,02	5
Никель	< 0,001	0,01	< 0,001	0,03	10
Железноводск (Ж)					
Грунты, мг/кг					
Свинец	10	42,64	23,8	88,1	4,3
Мышьяк	2,2	2,09	1	2,97	1
Кадмий	1	1,16	0,7	1,8	1,2
Никель	24	61,86	37,8	78,9	2,6
Ртуть	0,02	0,26	0,1	0,85	13
Цинк	52,5	124,58	74,9	162,3	2,4
Цезий–137	60	87,74	61,6	114,4	1,5
Стронций–90	2	84,2	11	121	42,1
Поверхностные водотоки, мг/дм³					
Мышьяк	0,001	0,002	< 0,001	0,005	2
Нитриты	0,02	0,12	0,05	0,25	6
Цинк	0,01	0,02	< 0,01	0,06	2
Кадмий	0,001	0,002	< 0,0001	0,006	2
Свинец	0,004	0,006	< 0,005	0,01	1,5
Никель	< 0,001	0,007	< 0,001	0,02	7
Ессентуки (Е)					
Грунты, мг/кг					
Свинец	10	11,42	4,2	17,9	1,1
Мышьяк	2,2	1,47	1,15	1,87	0,7
Кадмий	1	0,7	0,4	1,2	0,7
Никель	24	61,46	33,8	72,9	2,6
Ртуть	0,02	0,08	0,02	0,22	4
Цинк	52,5	65,28	37,8	87,5	1,2
Цезий–137	60	55,7	31,4	65,6	0,9
Стронций–90	2	58	39	80	29
Поверхностные водотоки, мг/дм³					
Мышьяк	0,001	0,026	< 0,001	0,05	26
Нитриты	0,02	0,15	0,04	0,98	7,5
Цинк	0,01	0,015	0,008	0,05	1,5
Кадмий	0,001	0,005	< 0,0001	0,0086	5
Свинец	0,004	0,01	< 0,005	0,045	2,5
Никель	< 0,001	0,03	< 0,001	0,045	30
Пятигорск (П)					
Атмосферный воздух					
БП, нг/м³	–	0,9	0,1	1,5	1,1*
Диоксид азота, мкг/м³	–	33	19	44	1*
Грунты, мг/кг					
Свинец	10	64,7	34,5	100,2	6,5
Мышьяк	2,2	2,5	0,94	5,7	1,1
Кадмий	1	0,9	0,46	1,84	0,9
Никель	24	57,7	43	86,4	2,4
Ртуть	0,02	0,34	0,1	0,95	17
Цинк	52,5	89,5	42,3	100,1	1,7
Цезий–137	60	64,2	8,88	98,8	1,1
Стронций–90	2	94,2	66,58	154,45	47,1
Поверхностные водотоки, мг/дм³					
Мышьяк	0,001	0,006	< 0,001	0,02	6
Нитриты	0,02	0,16	0,04	1,15	3
Цинк	0,01	0,025	< 0,01	0,039	2,5
Кадмий	0,001	0,006	< 0,0001	0,008	2
Свинец	0,004	0,012	< 0,005	0,028	3
Никель	< 0,001	0,009	< 0,001	0,12	9
*превышение над ПДК					

Таблица 2.

Диапазон концентрации ЗВ по различным природным средам в городах-курортах КМВ

стало определение поллютантов, регулярно превышающих предельно допустимые концентрации (ПДК) в природных средах. Рассчитаны показатели, позволяющие определить ЭС каждого курорта. Полученные данные свидетельствуют о сильном загрязнении ОС курортов КМВ (***табл. 2***).

Кроме указанных в ***табл. 1*** элементов, в почвах и речных водах определялись показатели радиоактивности. Для почв это – долгоживущие техногенные радионуклиды ^{137}Cs и ^{90}Sr; для рек – α- и β-радиоактивность. В почвах городов-курортов определялись также концентрации линдана и 1,1,1-трихлор-2,2-бис(4-хлорфенил)этан (ДДТ). Необходимость определения данных показателей связана с высокими значениями эффективных доз облучения населения в регионе Кавказских Минеральных Вод. Так, по данным исследований, проведенных в 89 субъектах РФ, максимальные значения средних годовых эффективных доз облучения населения природными источниками зарегистрированы в Республике Алтай (9,54 мЗв/год), Еврейской АО (7,20 мЗв/год) и Ставропольском крае (5,86 мЗв/год), при средней суммарной дозе облучения равной 3,38 мЗв/год [15]. В почвах городов-курортов определялись также концентрации линдана и 1,1,1-трихлор-2,2-бис(4-хорфенил)этана (ДДТ).

Проследим концентрацию и распределение анализируемых веществ в природных средах курортов КМВ (***табл. 2***). Отсутствие многолетних данных по концентрации ЗВ в воздушном бассейне Ессентуков и Железноводска связано с тем, что на территории данных курортов нет стационарных постов (СП) наблюдения за атмосферой. Данная ситуация противоречит требованиям НД [16, 17]. При численности населения до 100 000 жителей (Железноводск) необходимое число постов наблюдения – 2; от 100 000 до 200 000 жителей (Кисловодск, Ессентуки) – 2–3; от 200 000 до 500 000 жителей (Пятигорск) – 3–5.

Кроме того, число СП согласно НД [19] «может быть увеличено в условиях сложного рельефа местности, а также при наличии на данной территории объектов, для которых чистота воздуха имеет первостепенное значение (например, уникальных парков)». Единственный СП в Кисловодске расположен в южной части города (пер. Штукатурный, 25) в курортной зоне так, что с учетом розы ветров, фактически замеряет воздух, максимально лишенный примесей.

В обязательный перечень веществ, контролируемых в атмосфере курортов КМВ, не включены формальдегид и соединения свинца, поскольку они «замеряются в городах с населением более 500 тыс. жителей» [17]. В качестве пояснения данного ограничения РД 52.04.186-89 приводит аргумент – «так как эти примеси в большом количестве выбрасываются автомобилями». В контексте данного уточнения не совсем корректным кажется привязка обязательных замеров формальдегида и свинца в атмосфере к числу жителей. Необходимо оценить число автотранспорта на единицу площади, учесть влияние геоморфологии и метеорологических особенностей данного населенного пункта в накоплении ЗВ. К примеру, плотность выбросов от автотранспорта на единицу площади (данные за 2012 г.) в Кисловодске – 123,9 т/км^2, что значительно выше показателей таких крупных городов с население более 500 тыс. жителей как: Уфа (100,4 т/км^2), Ижевск (93,3 т/км^2), Волгоград (83,4 т/км^2), Нижний Новгород (69,4 т/км^2) и т.д. [18].

Интегральная оценка загрязнения рек по гидрохимическим показателям осуществлялась по показателю загрязнения поверхностных вод $K_{вод}$. Расчет $K_{вод}$ выполнялся по 6 веществам – As, NO_2, Cd, Pb, Ni, Zn. В качестве ПДК принимались наиболее жесткие из следующих нормативов: приказ № 20 от 18.01.2010, разработанный для водных объектов рыбохозяйственного назначения, и ГН 2.1.5.1315-03 – для объектов культурно-бытового водопользования. Микробиологические исследования воды включали определение – КМАФАнМ, БГКП, БГКП фекальные, *Pseudomonas aeruginosa*. Доля неблагополучных по микробиологическим показателям проб варьирует в зависимости от сезона года, достигая 94 %. По лимитирующему показателю вредности (ЛПВ) 98% проб не отвечают требуемым нормативам. В реках, в концентрациях, превышающих ПДК, присутствуют вещества 1–2 классов опасности – мышьяк, кадмий, свинец, никель, стронций, селен, барий, нитриты. За время мониторинга в речных водах не выявлены бериллий, ртуть, фенолы, хром, линдан и ДДТ. Кроме того, во всех пробах, за исключением р. Джемуха в Железноводске, показатели радиационной безопасности не превышают установленные нормы.

Экотоксикологический мониторинг помимо определения валовых форм тяжелых металлов, включал отбор проб на долгоживущие техногенные радионуклиды – ^{137}Cs и ^{90}Sr. На каждом исследуемом участке отбиралось по две параллельные пробы почвы на открытых участках с ровной поверхностью из верхнего 10-сантиметрового слоя, в котором сосредоточено около 90% активности, обусловленной выпадениями из атмосферы. Отбор проводился на регламентируемых функциональных зонах (ФЗ). Определения ^{90}Sr проводились методом измерения активно-

Город	Количество проб, %						
	^{137}Cs, Бк/кг			^{90}Sr, Бк/кг			
	0–22	22–44	44–220	0–10	10–20	20–65	65–120
Ессентуки	отс.	22	78	отс.	отс.	63	37
Железноводск	отс.	отс.	100	отс.	17	отс.	83
Кисловодск	7	83	19	24	47	18	12
Пятигорск	отс	14	86	отс	12	20	68

Таблица 3.
Процентное содержание проб почв по концентрациям в них радионуклидов ^{137}Cs и ^{90}Sr

сти радионуклидов с использованием сцинтилляционного бета спектрометра с программным обеспечением «Прогресс». Определения ^{137}Cs осуществлялось согласно ГОСТ 54038-2010 с использованием сцинтилляционного гамма спектрометра с программным обеспечением «Прогресс». Как показали результаты мониторинга, максимальные концентрации радионуклидов зафиксированы в почвах Железноводска, где их средние значения превосходят аналогичные показатели по РФ в 4 раза по ^{137}Cs и в 13 раз – по ^{90}Sr. Минимальные концентрации ^{137}Cs и ^{90}Sr характерны для почв Кисловодска. Содержание радионуклидов варьирует в широких пределах: для ^{90}Sr – от 2 до 108 Бк/кг, ^{137}Cs – от 7 до 60 Бк/кг. Максимальные концентрации ^{90}Sr в почве несколько выше, чем ^{137}Cs. Средние концентрации, установленные в почвах курортов КМВ, превышают аналогичные показатели по России. Превышение по ^{137}Cs составляет в Кисловодске – 1,4 раза; Ессентуках – 2,5 раз; Пятигорске – 3,2 раза; Железноводске – 4 раза. Аналогичное превышение по ^{90}Sr еще выше, в Кисловодске – 3,6 раз; Ессентуках – 8,9 раз; Пятигорске – 10 раз; Железноводске – 13 раз.

Поскольку в России отсутствуют ПДК радионуклидов ^{137}Cs и ^{90}Sr в почвах, при оценке загрязнения и построении карт принимались следующие значения:

– допустимому уровню соответствуют средние по РФ значения – ^{137}Cs ≤ 22 Бк/кг,^{90}Sr ≤ 7 Бк/кг;

– умеренно опасный уровень загрязнения принимался при повышении концентрации в 3 раза: 22 <^{137}Cs < 66 Бк/кг, 7< ^{90}Sr < 21 Бк/кг;

– опасный, при повышении концентраций в 10 раз: 66<^{137}Cs < 220 Бк/кг, 21<^{90}Sr < 70 Бк/кг;

– чрезвычайно опасный при повышении концентраций более чем в 10 раз: для ^{137}Cs > 220, ^{90}Sr > 70 Бк/кг.

В качестве примера приведены схематические карты эколого-радиогеохимического зонирования территории Железноводска по уровню загрязнения почв ^{137}Cs и ^{90}Sr (***рис. 1***, ***2***).

Наибольшее содержание ^{137}Cs на курортах КМВ (60–121 Бк/кг) отмечается в почвах производственной, сельскохозяйственной и рекреационной зон, ^{90}Sr (108–118 Бк/кг) в рекреационной и сельскохозяйственной зонах. Минимальные концентрации ^{137}Cs (26–62 Бк/кг) зафиксированы в зоне специального назначения, водоохранной и сельскохозяйственной ФЗ, ^{90}Sr (7–11 Бк/кг) в общественно-деловой зоне (ОДЗ), транспортной и зоне специального назначения.

Поскольку загрязненная долгоживущими техногенными радионуклидами почва является источником облучения растений, приуроченность максимальных их концентраций к зонам сельскохозяйственного назначения может стать причиной загрязнения урожая и способствовать внутреннему облучению населения.

Большая часть почв курортов Ессентуки, Пятигорск и Железноводск по концентрации в них ^{137}Cs соответствует опасному уровню загрязнения (78, 86 и 100%) проб, соответственно. В Кисловодске по данному показателю значительная часть территории соответствует умеренно опасной (83% всех проб). По содержанию в почвах ^{90}Sr в Ессентуках превалирует опасный (63%), в Пятигорске – 68%, в Железноводске – чрезвычайно опасный (83%), в Кисловодске – умеренно опасный (47% всех проб) уровень загрязнения почв (***табл. 3***).

Оценка степени химического загрязнения почв осуществлялась по показателю загрязнения $K_{почвы}$. Расчет $K_{почвы}$ выполнялся по 6 веществам – As, Hg, Cd, Pb, Ni, Zn, концентрации которых приводились к их ПДК. Полученный аналитический материал был подвергнут статистической обработке и сгруппирован по функциональным зонам в программных пакетах *Microsoft Excel*. Почвенно-геохимическое картографирование выполнено в пакете *CorelDRAW X6*.

Данные исследования позволили установить пространственную структуру загрязнения городских территорий и степень их гигиенической опасности. Загрязнение почв курортов соответствует допустимой (23% всех проб), умеренно опасной (46%) и опасной категории (31%). Оценка степени эпидемической опасности почвы включала определение бактерий группы кишечной палочки (БГКП), энтерококков, патогенных бактерий, яиц гельминтов, личинок – Л куколок и К-мух. Можно констатировать, что по-

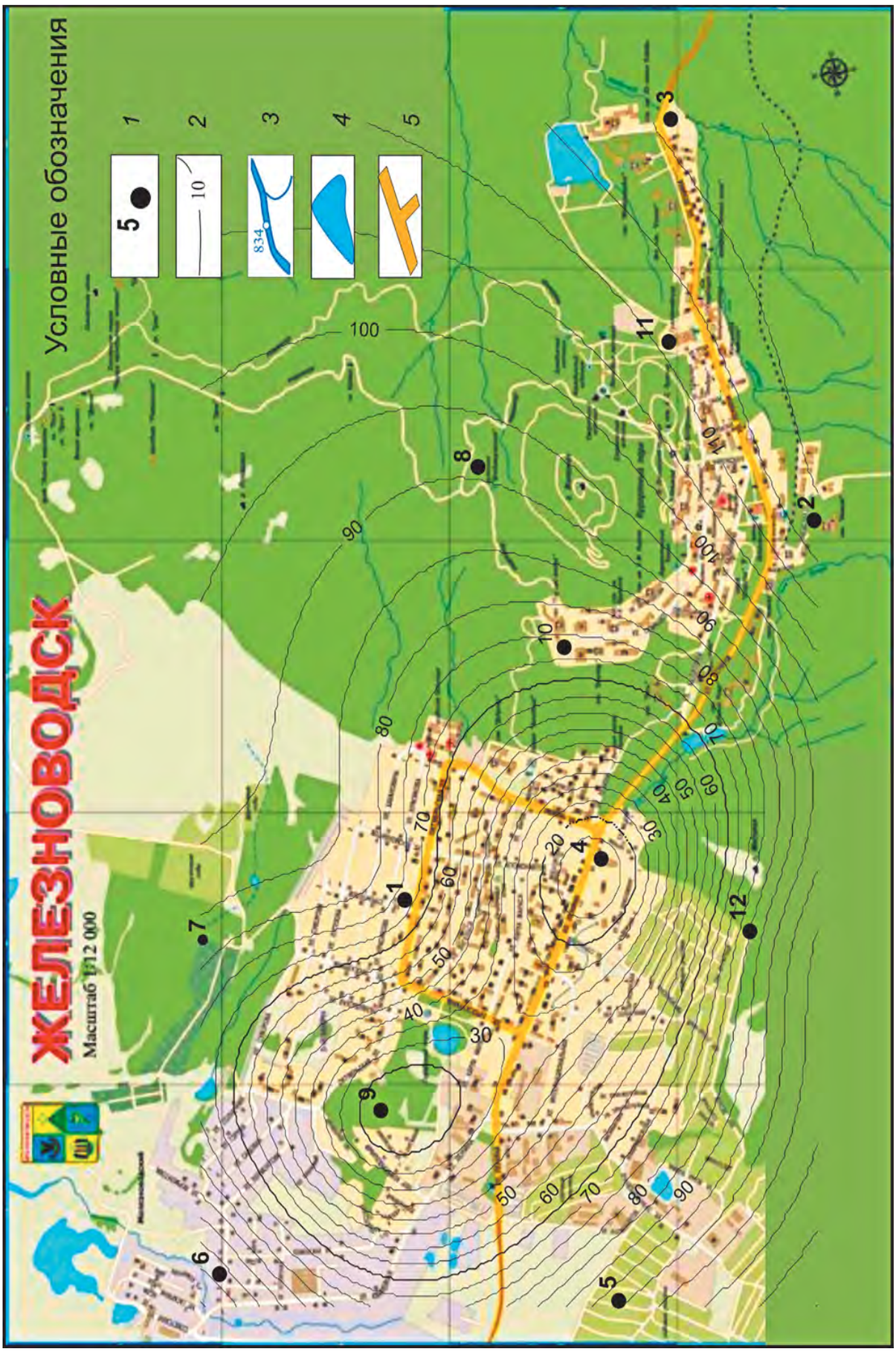


Рис. 1.
Карта концентрации ^{137}Cs в почвах Железноводска

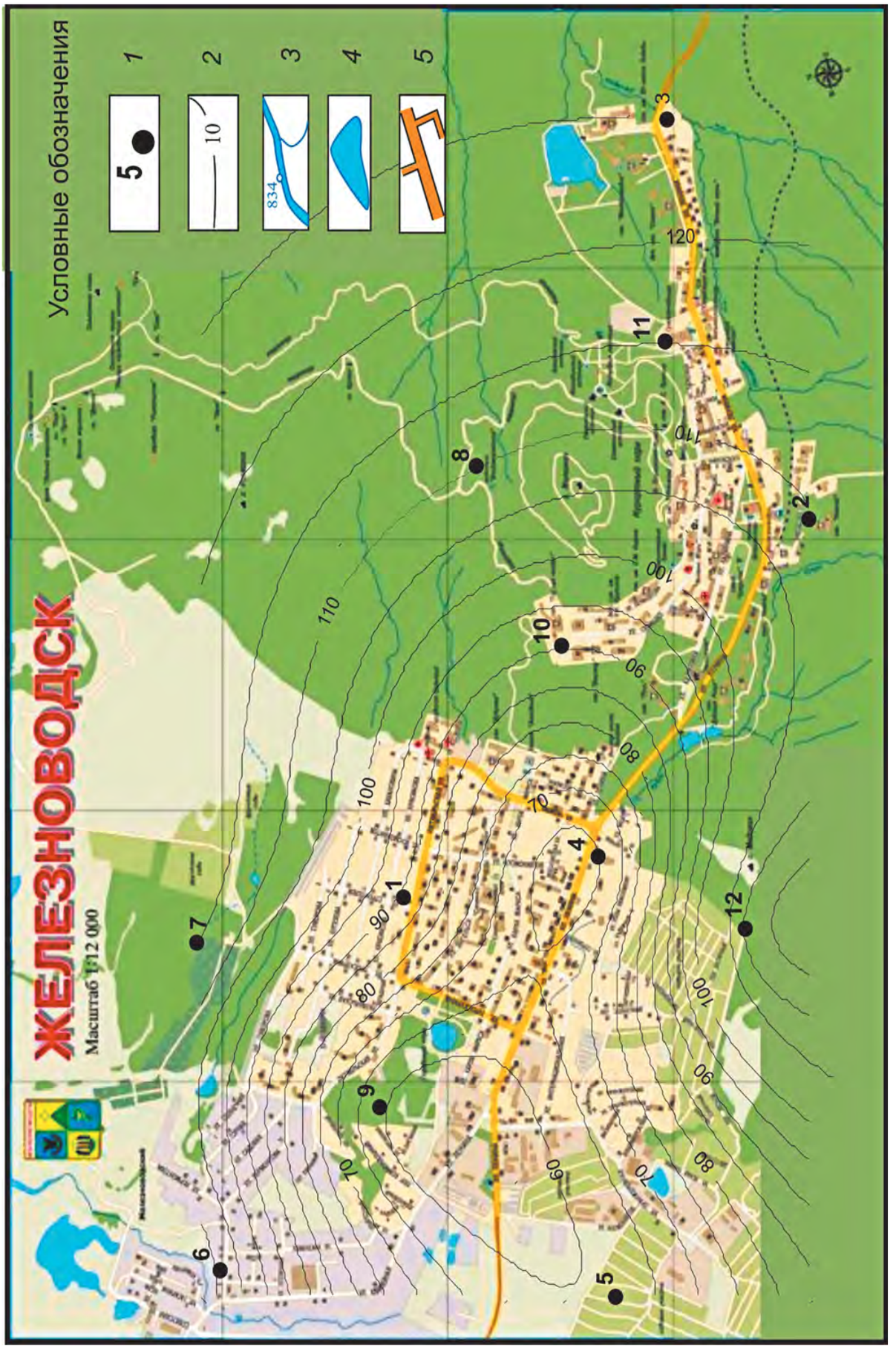


Рис. 2.
Карта концентрации ^{90}Sr в почвах Железноводска

Город	Коэффициент химического загрязнения (К)				ВАН
	$К_{воздух}$	$К_{вода}$	$К_{почва}$	$К_{рад}$	
Кисловодск	3,39 (11%)	19,93 (64%)	2,93 (9%)	5,08 (16%)	8
Ессентуки	2,91* (8%)	19,19 (54%)	1,69 (5%)	11,45 (32%)	9
Железноводск	2,67* (8%)	11,74 (35%)	2,58 (8%)	16,94 (50%)	9
Пятигорск	3,06 (8%)	19,52 (53%)	2,49 (7%)	12,11 (33%)	9
*расчет осуществлен по фоновым концентрациям ЗВ, для городов где отсутствуют регулярные наблюдения за загрязнениям атмосферного воздуха					

Таблица 4.

Оценка комплексной величины антропотехногенной нагрузки (ВАН) на территорию курортов КМВ по данным мониторинга за 2010–2016 гг.

чвы на территории курортов в 60–80% проб (по разным городам) не соответствуют требованиям санитарно-эпидемиологических правил и нормативов. Индекс БГКП превышен в 10–100 и более раз, индекс энтерококков – в 10 и более раз.

В качестве количественной характеристики основных факторов экологического состояния среды, определяющих реальную нагрузку на организм человека, автор предлагает использовать величину комплексной антропотехногенной нагрузки (ВАН) на окружающую среду. В данной формуле показатели загрязнения различных сред приводятся к их предельно допустимым концентрациям (ПДК) либо, в случае их отсутствия – к ориентировочно допустимым концентрациям (ОДК). Нормативы ПДК и ОДК разработаны на основе комплексных экспериментальных исследований опасности опосредованного воздействия вещества на здоровье человека, с учетом его токсичности, эпидемиологических исследований и международного опыта нормирования. Основным недостатком гигиенических нормативов ПДК и ОДК для почв является незначительное число загрязняющих веществ, для которых они разработаны. Так ГН 2.1.7.2041-06 [19] лимитирует валовое содержание ПДК 30 химических веществ, а ГН 2.1.7.2511-09 [20] ОДК – всего 7 элементов. В результате допустимые концентрации в почве для таких загрязняющих веществ как бериллий, барий, бор, висмут, молибден, олово, селен, стронций, отсутствуют. Учитывая специфику и народнохозяйственное значение, а также запреты, действующие в 1 и 2 зонах санитарной охраны городов-курортов КМВ, для них должны быть разработаны специальные нормативы ПДК (ОДК), либо применяться поправочные коэффициенты, как это сделано для атмосферы. Расчет величины комплексной антропотехногенной нагрузки (ВАН) на окружающую среду следующий:

$$ВАН = (К_{атм} + К_{вод} + К_{почвы} + К_{рад})/ N, \quad (1)$$

где $К_{атм}$ – показатель загрязнения атмосферы; $К_{вод}$ – показатель загрязнения поверхностных вод; $К_{почвы}$ – показатель загрязнения почв; $К_{рад}$ – показатель радиационного загрязнения; N – число единиц, соответствующих количеству учтенных пофакторных оценок.

$$К_{атм} = \left(\frac{C_1}{k*ПДК_{C1}} + \frac{C_2}{k*ПДК_{C2}} + \frac{C_n}{k*ПДК_{Cn}}\right), \quad (2)$$

где $C_{1,n}$– среднесуточные концентрации ЗВ, замеряемых в атмосферном воздухе; $ПДК_{C1,\ Cn}$ – среднесуточная ПДК ЗВ; k– поправочный коэффициент 0,8, данное требование прописано для зон санитарной охраны курортов [17].

$$К_{вода} = \frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \frac{C_n}{ПДК_n}, \quad (3)$$

$C_{1,n}$ – фактические концентрации химических веществ, нормируемых по токсикологическим и органолептическим показателям; $ПДК_{1,\ n}$ – ПДК химических веществ, нормируемых по токсикологическим и органолептическим показателям.

$$К_{почвы} = \frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \frac{Cn}{ПДК_n}, \quad (4)$$

$где $C_{1,n}$ – фактические концентрации нормируемых химических веществ; $ПДК_{,\ n}$ – ПДК химических веществ.

Для расчета $К_{рад}$ предлагается использовать концентрации в почвах долгоживущих радионуклидов, входящих в состав наиболее массивных радиоактивных загрязнений – ^{137}Cs и ^{90}Sr. Вклад почвы в суммарное облучение человека может превышать 60% [21]. Поскольку почвы являются системой менее динамичной и более буферной, чем атмосферный воздух, и при определенных условиях, характерных для конурбации КМВ, обладают способностью аккумулировать загрязняющие вещество, то степень и характер их загрязнения можно использовать как индикатор состояния приземных слоев воздуха. Показатель радиационного загрязнения почв территории предлагается рассчитывать по формуле:

$$K_{\text{рад}} = \frac{C_1}{C_{1\text{срРФ}}} + \frac{C_2}{C_{2\text{срРФ}}} + ... + \frac{C_n}{C_{n\text{срРФ}}}, \qquad (5)$$

где $C_{1,n}$ – фактические концентрации долгоживущих радионуклидов; $C_{1,n\text{срРФ}}$ – средние по РФ концентрации данных радионуклидов в почве.

Согласно предложенной методике, исходя из значения ВАН, экологическое состояние территории можно дифференцировать как:

– удовлетворительное (ВАН ниже или равна числу учтенных факторов N);

– напряженное (N < ВАН ≤ 2N);

– критическое (2N < ВАН ≤ 3N);

– катастрофическое (ВАН > 3N).

По ВАН экологическое состояние территории городов КМВ – напряженное (Кисловодск) и критическое (Ессентуки, Пятигорск, Железноводск). Наибольший вклад в комплексную антропотехногенную нагрузку курортов Кисловодск, Ессентуки и Пятигорск вносит загрязнение поверхностных вод – 53–64%; на втором месте – загрязнение долгоживущими радионуклидами – 16–33%. В Железноводске долевой вклад радиационного загрязнения максимален – 50%; на втором месте – загрязнение рек 35% (***табл. 4***).

Помимо курортов КМВ величина комплексной антропотехногенной нагрузки (ВАН) была рассчитана для 26 крупных и крупнейших промышленных городов РФ. Расчеты выполнялись по изложенной выше методике. Получены следующие результаты.

Среди анализируемых городов отсутствуют те, чья ВАН ≤ 4.

К городам с напряженным ЭС (4 < ВАН ≤ 8) относятся Архангельск, Воронеж, Ижевск, Йошкар-Ола, Казань, Оренбург, Нижний Новгород, Самара, Санкт-Петербург, Томск.

Города с критическим ЭС, где (8 < ВАН ≤ 12) – Барнаул, Волгоград, Екатеринбург, Иркутск, Кемерово, Москва, Омск, Новосибирск, Пенза, Пермь, Саратов, Тольятти, Ульяновск, Уфа, Челябинск.

К городам с катастрофическим ЭС, с ВАН > 12 относится Владивосток.

Комплексная оценка величины антропотехногенной нагрузки, предложенная в данной работе, позволяет не только оценить экологическое состояние территории в целом, выделить наиболее неблагополучные природные среды, оценить вклад каждой среды в комплексное загрязнение, но и оценивает воздействие данной территории на здоровье населения.

Литература

1. ВОЗ. Десять самых опасных химических веществ. Доступно на: http://www.who.int/ipcs/assessment/public_health/chemicals_phc/ru/ (обращение 02.10.2018).
2. Рустамбекова С.А., Барабошкина Т.А. Микроэлементозы и факторы экологического риска. М.: Университетская книга, Логос. 2006. 112 с.
3. IARC. Monographs on the Evaluation of the Carcinogenic Risk of Chemicals to Humans. Some metals and Metallic Compounds. Lion, 1980. Vol. 23. 325 p.
4. Савельева Г.М., Кулаков В.И., Стрижаков А.Н. и др. Акушерство: Учебник / Под ред. Г.М. Савельевой. М.: Медицина. 2000. 816 с.
5. Бандажевский Ю.И. Патологические процессы в организме при инкорпорации радионуклидов. Минск: Белрад. 2002. 142 с.
6. ГН 2.1.6.3492-17 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. М.: Минздрав РФ. 2018.
7. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. М.: Минздрав РФ. 2003.
8. СанПиН 2.1.7.1287-03. Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы. М.: Минздрав России. 2003. 9 с.
9. Помеляйко И.С. Экологические проблемы городов-курортов региона Кавказских Минеральных Вод (на примере курорта Кисловодска) // Недропользование XXI век. 2013. № 5. С. 54–61.
10. Помеляйко И.С. Оценка радиационного гамма-фона и величины концентрации долгоживущих техногенных радионуклидов ^{137}Cs и ^{90}Sr в почвах городов-курортов Кавказских Минеральных Вод //Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2017. № 5. С. 64–72.
11. Помеляйко И.С. Анализ экологического состояния ряда природных сред отдельных городов РФ //Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2018. № 2. С. 61–73.
12. Справка о состоянии загрязнения атмосферного воздуха в Кисловодске и Пятигорске за 1994–2016 гг. СПб: НПК «Атмосфера». 2017. 30 с.
13. Справка о концентрациях загрязняющих веществ в г. Ессентуки в 2016 г. Ставрополь: Росгидромет. 2016. 1 с.
14. Справка о концентрациях загрязняющих веществ в г. Железноводск в 2016 г. Ставрополь: Росгидромет. 2016. 1 с.
15. Основные показатели охраны окружающей среды: статистический бюллетень. М.: Росстат. 2013. 112 с.
16. ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов. М.: Стандартинформ. 2005. 3 с.
17. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. М.: Минздрав СССР. 1991. 12 с.
18. Помеляйко И.С., Коваленко Н.Н. Статус курорта федерального значения – привилегия или кара? / Техногенные процессы в гидролитосфере: Сб. статей 2 национального научного форума «Нарзан-2013». Пятигорск: РИА-КМВ. 2013. С. 187–214.
19. ГН 2.1.7.2041–06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора. 2006.
20. ГН 2.1.7.2511–09. Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве. Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 14121 от 23.06.2009.
21. Габлин В.А. Радиационная оценка объектов литомониторинга на урбанизированных территориях. Теория и методы: Автореф. дис. д-ра геол.-мин. наук. М. 2014. 46 с.

UDC 504.064

I.S. Pomelyayko, PhD, Leading Engineering and Hydrogeology of OOO Narzan–hydroresources[1], i.pomelyayko@yandex.ru

[1]43 Kirov str., Kislovodsk, Stavropol Territory, 357700, Russia.

The Concentration of a Series of Substances 1-2 Class of Hazards and Long-living Technogenic Radionuclides ^{137}Cs and ^{90}Sr in Natural Environments of the City-resorts of the Region of the Caucasian Mineral Waters

Abstract. In the article, based on the research of WHO specialists, IARC and regulatory documents in force on the territory of the Russian Federation, extremely hazardous chemical substances that adversely affect human health. These include benzpyrene, Be, Hg, Cd, As, Pb, Ni, Zn, nitrite. Most of them have a miscarriage of action, when already, with insignificant amounts, the cumulative effect of induced mutagenesis may occur. In addition to these substances, ionizing radiation has a negative effect on the human body. In particular, radionuclides ^{137}Cs and ^{90}Sr contribute to the development of congenital malformations, fertility decline, immunity deficit, growth of tumor and leukemia frequency, embryo toxic effect, etc. Concentrations of these substances are regularly measured in the natural environments of the resorts of the CMW. Monitoring has been carried out since 2010 and includes systematic sampling of soils, surface and groundwater of the resorts of the CMW for chemical, microbiological and radiological analyzes. In addition, information on the pollution of the resort atmosphere is analyzed. These studies made it possible to establish the spatial structure of pollution in urban areas and the degree of their hygienic danger. As a quantitative characteristic of the main factors of the ecological state of the environment, which determine the real load on the human body, the author suggests the magnitude of the complex anthropotechnogenic load (VAN) on the environment. According to the proposed methodology, based on the VAN value, the ecological status of the territory can be differentiated as satisfactory, tense, critical, and catastrophic. The ecological state of the territory of the CMW cities is strained (VAN>8). The greatest contribution to the complex anthropotechnogenic load of the resorts is caused by pollution of surface waters and pollution by long–lived radionuclides.

Keywords: extremely dangerous chemical substances; human health; ecological monitoring; CMW resorts; ecological status; magnitude of complex anthropotechnogenic load (VAN).

References

1. *VOZ. Desiat' samykh opasnykh khimicheskikh veshchestv* [WHO. The ten most dangerous chemicals]. Avialable at: http://www.who.int/ipcs/assessment/public_health/chemicals_phc/ru/ (accessed 2 October 2018).
2. Rustambekova S.A., Baraboshkina T.A. *Mikroelementozy i faktory ekologicheskogo riska* [Microelementoses and environmental risk factors]. Moscow, Universitetskaia kniga, Logos Publ., 2006, 112 p.
3. IARC. Monographs on the Evaluation of the Carcinogenic Risk of Chemicals to Humans. Some metals and Metallic Compounds. Lion, 1980. Vol. 23. 325 p.
4. Savel'eva G.M., Kulakov V.I., Strizhakov A.N. *Akusherstvo* [Obstetrics]. Edited by G.M. Savel'eva. Moscow, Meditsina Publ., 2000, 816 p.
5. Bandazhevskii Iu.I. *Patologicheskie protsessy v organizme pri inkorporatsii radionuklidov* [Pathological processes in the body during the incorporation of radionuclides]. Minsk, Belrad Publ., 2002, 142 p.
6. *GN 2.1.6.3492-17 Predel'no dopustimye kontsentratsii (PDK) zagriazniaiushchikh veshchestv v atmosfernom vozdukhe gorodskikh i sel'skikh poselenii* [GN 2.1.6.3492-17 Maximum Permissible Concentrations (MPCs) of Pollutants in the Atmospheric Air of Urban and Rural Settlements]. Moscow, Minzdrav RF Publ., 2018.
7. *GN 2.1.5.1315-03. Predel'no dopustimye kontsentratsii (PDK) khimicheskikh veshchestv v vode vodnykh ob"ektov khoziaistvenno-pit'evogo i kul'turno-bytovogo vodopol'zovaniia* [Hygienic standards GN 2.1.5.1315-03. The maximum permissible concentration (MPC) of chemicals in the water of water bodies drinking-water and cultural and domestic water use.]. Moscow, Minzdrav RF Publ., 2003.
8. *SanPiN 2.1.7.1287-03. Sanitarno-epidemiologicheskie trebovaniia k kachestvu pochvy* [SanPiN 2.1.7.1287-03. Sanitary and epidemiological requirements for soil quality]. Moscow, Minzdrav Rossii Publ., 2003, 9 p.
9. Pomeliaiko I.S. *Ekologicheskie problemy gorodov-kurortov regiona Kavkazskikh Mineral'nykh Vod (na primere kurorta Kislovodska)* [Environmental problems of resort cities in the region of the Caucasian Mineral Waters (on the example of the resort of Kislovodsk)]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2013, no. 5, pp. 54–61.
10. Pomeliaiko I.S. *Otsenka radiatsionnogo gamma-fona i velichiny kontsentratsii dolgozhivushchikh tekhnogennykh radionuklidov ^{137}Cs i ^{90}Sr v pochvakh gorodov-kurortov Kavkazskikh Mineral'nykh Vod* [Evaluation of the radiation gamma background and the concentration of long-lived anthropogenic radionuclides ^{137}Cs and ^{90}Sr in the soils of the cities-resorts of the Caucasian Mineral Waters]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Geologiia i razvedka* [Proceedings of higher educational institutions. Geology and exploration], 2017, no. 5, pp. 64–72.
11. Pomeliaiko I.S. *Analiz ekologicheskogo sostoianiia riada prirodnykh sred otdel'nykh gorodov RF* [Analysis of the ecological status of a number of natural environments in selected cities of the Russian Federation]. Geoekologiia, inzhenernaia geologiia, gidrogeologiia, geokriologiia [Geoecology, engineering geology, hydrogeology, geocryology], 2018, no. 2, pp. 61–73.
12. *Spravka o sostoianii zagriazneniia atmosfernogo vozdukha v Kislovodske i Piatigorske za 1994–2016 gg.* [Information on the state of air pollution in Kislovodsk and Pyatigorsk from 1994–2016]. St. Petersburg, Atmosfera Publ., 2017, 30 p.
13. *Spravka o kontsentratsiiakh zagriazniaiushchikh veshchestv v g. Essentuki v 2016 g.* [Certificate of pollutant concentrations in Essentuki in 2016]. Stavropol, Rosgidromet Publ., 2016, 1 p.
14. *Spravka o kontsentratsiiakh zagriazniaiushchikh veshchestv v g. Zheleznovodsk v 2016 g.* [Certificate of pollutant concentrations in Zheleznovodsk in 2016]. Stavropol Rosgidromet Publ., 2016, 1 p.
15. *Osnovnye pokazateli okhrany okruzhaiushchei sredy: statisticheskii biulleten'* [Key Environmental Indicators: Statistical Bulletin]. Moscow, Rosstat Publ., 2013, 112 p.
16. *GOST 17.2.3.01-86. Okhrana prirody. Atmosfera. Pravila kontrolia kachestva vozdukha naselennykh punktov* [GOST 17.2.3.01-86. Protection of Nature. Atmosphere. Rules of air quality control of settlements.]. Moscow, Standartinform Publ., 2005, 3 p.
17. *RD 52.04.186-89. Rukovodstvo po kontroliu zagriazneniia atmosfery* [RD 52.04.186-89. Atmospheric Pollution Control Guide]. Moscow, Minzdrav SSSR Publ., 1991, 12 p.
18. Pomeliaiko I.S., Kovalenko N.N. *Status kurorta federal'nogo znacheniia – privilegiia ili kara?* [Is the status of a federal resort a privilege or a vindication?]. *Tekhnogennye protsessy v gidrolitosfere* []. Collection of articles of the 2nd National Scientific Forum "Narzan-2013". Piatigorsk, RIA-KMV Publ., 2013, pp. 187–214.
19. *GN 2.1.7.2041–06. Predel'no dopustimye kontsentratsii (PDK) khimicheskikh veshchestv v pochve* [GN 2.1.7.2041-06. The maximum permissible concentration (MPC) of chemicals in the soil]. Moscow, Federal'nyi tsentr gigieny i epidemiologii Rospotrebnadzora Publ., 2006.
20. *GN 2.1.7.2511–09. Orientirovochno dopustimye kontsentratsii (ODK) khimicheskikh veshchestv v pochve* [GN 2.1.7.2511–09. Estimated permissible concentration (ODC) of chemicals in the soil]. *Biulleten' normativnykh aktov federal'nykh organov ispolnitel'noi vlasti* [Bulletin of normative acts of federal executive authorities] no. 14121, 23 June 2009.
21. Gablin V.A. *Radiatsionnaia otsenka ob"ektov litomonitoringa na urbanizirovannykh territoriiakh. Teoriia i metody* [Radiation assessment of litomonitoring facilities in urban areas. Theory and methods]. Thesis diss. of the doctor of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2014, 46 p.

УДК 338.2

А.Н. Крищенко
член ЕСОЭН
АО УК «Петропавловск»[1]
начальник отдела экономики минерального сырья
krischenko-a@bk.ru

Опасность правового нигилизма при составлении ТЭО кондиций

[1]Россия, 675000, Амурская обл., Благовещенск, ул. Амурская, 225.

Сделан анализ согласованности основных принципов методических рекомендаций ТЭО разведочных кондиций твердых полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев), методических рекомендаций оценки эффективности инвестиционных проектов и практики их применения

Ключевые слова: ЧДД; налоги; инвестиции; кондиции; полезные ископаемые; месторождение; геологоразведка; недропользование

Существует распространенное заблуждение, что единственным документом на сегодняшний день, регламентирующим экономическое обоснование кондиций месторождений твердых полезных ископаемых, являются утвержденные Министерством природных ресурсов России (МПР) «Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых

полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев)» [1] (МРК-2007). Хотя в п. 45, с которого начинается гл. VII «Экономическое обоснование кондиций» этих методических рекомендаций, прямо указывается, что расчеты экономического обоснования разведочных кондиций основываются на принципах, изложенных в «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов» [2] (МРИП-99), которые утверждены Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ.

В части экономического обоснования МРК-2007 служит дополнением к МРИП-99 и необходимо для связки последних с системой недропользования. В пользу подчиненного положения МРК-2007 по отношению к МРИП-99 говорит следующее.

Во-первых, МРК-2007 утверждены после МРИП-99 в соответствии с их новой редакцией. При этом в тексте прямо указывается на соответствие принципам последних.

Во-вторых, объем МРК-2007 в части экономического обоснования почти в 40 раз меньше МРИП-99.

В-третьих, МРК-2007 утверждены на основании п. 5.2.19 Положения о МПР [5], дающего ему право самостоятельно принимать «методики геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр по видам полезных ископаемых», т.е. обладают ограниченной сферой применения в отличие от МРИП-99.

Согласно Конституции РФ и Федеральному закону № 2-ФКЗ от 17.12.1997 [4], разграничение функций между федеральными исполнительными органами власти возложено на Правительство РФ, которое реализует эти свои полномочия через утверждение Положений о федеральных исполнительных органах власти. И если МПР вправе принимать нормативные правовые акты исключительно в установленной сфере деятельности (п. 5.2 [5]), то Минфину РФ и Минэкономразвития РФ (правоприемнику Минэкономики РФ), утвердившим МРИП-99, даны более широкие полномочия в экономической сфере.

В частности, Минфин РФ осуществляет функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в бюджетной и налоговой сфере (п. 1 [7]), для чего ему дано право на межведомственную координацию деятельности в сфере систематизации технико-экономической и социальной информации в социально-экономической области (п. 5.3.61 [7]).

Минэкономразвития России осуществляет функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере анализа и прогнозирования социально-экономического развития (п. 1 [6]). Оно наделено правом на методологическое руководство разработкой докладов о результатах и основных направлениях деятельности федеральных органов исполнительной власти в части формирования целей, задач и показателей деятельности субъектов бюджетного планирования, а также совместно с Министерством финансов РФ разработку методических материалов для подготовки докладов о результатах и основных направлениях деятельности федеральных органов исполнительной власти (п. 5.3.14 [6]).

О межведомственном характере МРИП-99 свидетельствует их п. 1.2: «Рекомендации предназначены для предприятий и организаций всех форм собственности, участвующих в разработке, экспертизе и реализации инвестиционных проектов… Рекомендации могут быть приняты в качестве основы для создания нормативно-методических документов по разработке и оценке эффективности отдельных видов ИП, учитывающих их специфику».

Поэтому прямое указание МРК-2007 основывать расчеты экономического обоснования разведочных кондиций на принципах, изложенных в МРИП-99, не являются оговоркой – их необходимо воспринимать буквально. Игнорирование МРИП-99 позволяет вольные толкования отдельных положений МРК-2007, что приводит к серьезным ошибкам при составлении ТЭО разведочных кондиций.

Так, в последнее время в качестве оптимального варианта технико-экономического обоснования (ТЭО) разведочных кондиций рекомендуется применять показатель бюджетной эффективности проекта (ЧДДб). По мнению некоторых экспертов, этот показатель наиболее полно учитывает интересы государства, на страже которых они находятся. Показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД), по их мнению, отражает интересы недропользователей и, на этом основании, является вспомогательным. Спорить с этой точкой зрения в рамках исключительно МРК-2007 трудно: п. 66 этих рекомендаций, регламентирующий критерии оптимальности, составлен в лучших традициях «дышла» (куда повернул, туда и вышло).

Между тем, как будет показано ниже, все наоборот: показатель ЧДДб является вспомогательным, далеко неполно отражает интересы государства и критерием оптимальности ТЭО кондиций служить не может. Однако, все по порядку.

В п. 46 МРК-2007 перечислено 7 основных экономических показателей для оценки месторождений без выделения основного критерия. Концепция выбора оптимального варианта

Рис. 1.
Концептуальная схема оценки вариантов кондиций на практике

кондиций изложена в п. 66: «в качестве оптимального принимается вариант, наиболее полно учитывающий интересы государства (полнота использования недр, бюджетная эффективность проекта – чистый дисконтированный доход государства) и недропользователя (внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, чистая прибыль)».

Такая рекомендация рождает больше вопросов, чем дает ответов. Ситуация совпадения интересов государства и недропользователя возможна на бедных по содержанию и больших по запасам месторождениях, которые редко являются коммерчески привлекательными для инвесторов. На основной массе месторождений чьими-то интересами необходимо поступиться в какой-то степени (!), чтобы достичь какой-то полноты (!). Окончательно запутывает введение нескольких критериев оценки: два с одной стороны и три с другой – без определения их значимости по отношению друг к другу. Таким образом, если замыкаться исключительно на это положение МРК-2007, выбор оптимального варианта кондиций становится субъективным.

На практике задача выбора оптимального варианта кондиций с экономической точки зрения в последнее время решается по принципу «прав тот, у кого больше прав»: главное – государственные интересы (в субъективном понимании отдельной группы чиновников и экспертов), соответственно, критерием эффективности должен служить показатель бюджетной эффективности (ЧДДб) при неотрицательном ЧДД! Концепция такого практического применение представлена на ***рис. 1***. Сравните с концептуальной схемой оценки эффективности инвестиционного проекта МРИП-99 на ***рис. 2***.

Оценка эффективности проекта МРИП-99, соответствующая оценке вариантов кондиций, производится на первом этапе. Второй этап оценки необходим для оптимизации схемы финансирования. Например, если проект неэффективен с коммерческой точки зрения, рассматривается вариант государственного участия. Что с точки зрения классификации запасов [3] неприемлемо: к балансовым (экономическим) запасам относятся «запасы, разработка которых на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективна в условиях конкурентного рынка при использовании техники, технологии добычи и переработки минерального сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды» – твердые полезные ископаемые, отработка которых коммерчески неэффективна, относятся либо к забалансовым запасам, либо вообще не являются запасами – условно пустая порода. Этой точки зрения придерживается п. 48 МРК-2007: «при технико-экономических расчетах, обосновывающих кондиции, принима-

Рис. 2.
Концептуальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта

Рис. 3.
Концептуальная схема оценки вариантов кондиций

ется вариант финансирования проекта за счет собственных средств». Таким образом, второй этап концептуальной схемы оценки инвестиционного проекта МРИП-99 в случае рассмотрения вариантов разведочных кондиций, каждый из которых в отдельности является инвестиционным проектом, исключается.

В оценку эффективности проекта МРИП-99 заложен принцип максимальной коммерческой эффективности при отсутствии убытков государства. Оценка коммерческой эффективности конечная – оценка общественной эффективности ее предваряет. Только в случае участия государства в инвестиционном проекте (для ТЭО разведочных кондиций этот вариант исключен) оценивается бюджетная эффективности проекта. Схему оценки вариантов кондиций в соответствии с концептуальной схемой оценки эффективности МРИП-99 можно представить в следующем виде ***(рис. 3)***.

Необходимо заметить, что схема на ***рис. 3*** не противоречит определению классификации запасов [3] в части использования «техники, технологии добычи и переработки минерального сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды». Соблюдение этих условий достигается на геолого-технической стадии составления ТЭО кондиций (предваряющих экономическую оценку) в соответствии с действующими нормативными документами.

В качестве основных показателей, используемых для анализа эффективности инвестиционных проектов, разделом «2.8 Показатели эффективности ИП» МРИП-99 предлагаются следующие:

– чистый доход (ЧД);
– чистый дисконтированный доход (ЧДД);
– внутренняя норма доходности (ВНД);
– индексы доходности затрат и инвестиций;
– срок окупаемости.

В разделе «12.3 Использование условий реализуемости и показателей эффективности при выборе проектов» МРИП-99 «основным показателем, характеризующим абсолютную и сравнительную эффективность инвестиционных проектов, является значение ожидаемого ЧДД… нельзя отбирать среди альтернативных проектов наиболее эффективный по наилучшему значению таких показателей, как ВНД, индекс доходности затрат и инвестиций, срок окупаемости и т.д. Выбранное решение может не совпадать с наилучшим по критерию максимумом ЧДД. Поэтому расчет всех этих показателей необходим не столько для выбора наиболее эффективного проекта, сколько для его анализа…»

Об исключительности показателя ЧДД также свидетельствует п. 82 МРК-2007: «при окончательном выборе бортового содержания, основанного на вышеизложенных принципах, следует оценивать экономический эффект (ЧДД)». И то, что данный пункт относится к разделу IX «Определение параметров кондиций», а не к разделу «Экономическое обоснование кондиций» – сути не меняет.

Таким образом, игнорирование МРИП-99 и даже отдельных положений самих МРК-2007 приводит к переворачиванию с ног на голову

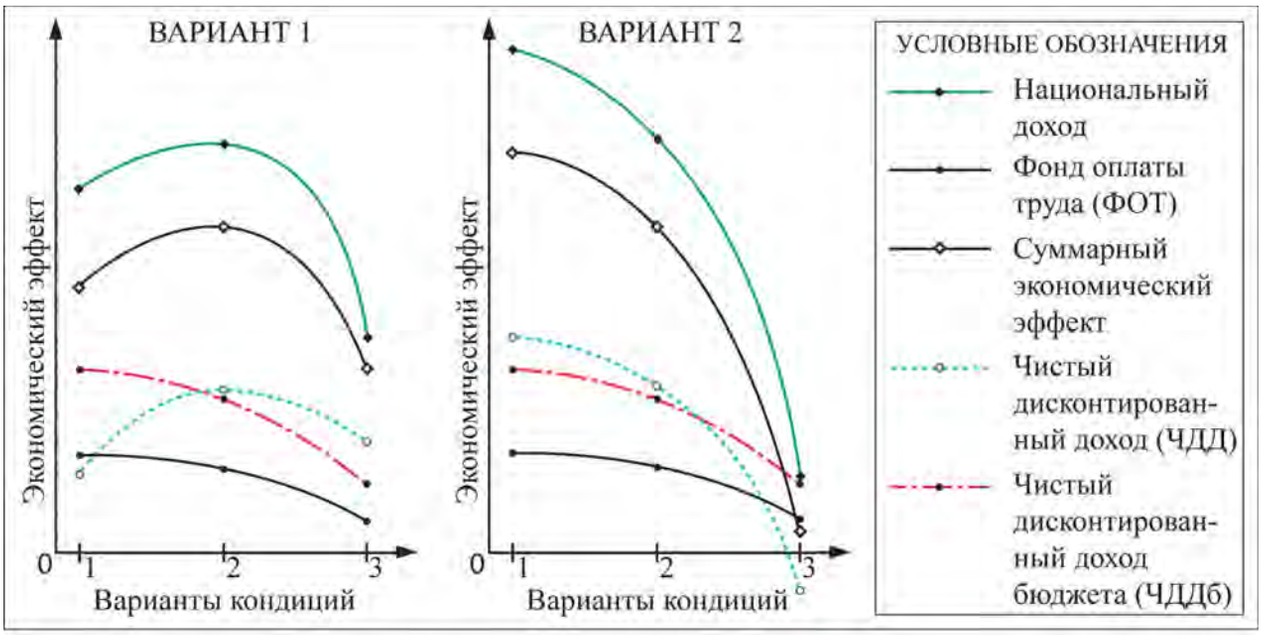


Рис. 4.
Типичные экстремумы графиков экономической эффективности вариантов кондиций

концептуальной схемы экономической оценки эффективности вариантов разведочных кондиций. Как результат – неверный выбор критерия такой оценки. Замена ЧДД на ЧДДб приводит к замене оптимального варианта кондиций с точки зрения национального дохода на вариант, обеспечивающий максимизацию запасов полезного ископаемого. В результате, при отсутствии среди параметров разведочных кондиций минимального промышленного содержания в подсчетном блоке, появляется огромный риск учесть забалансовые запасы как балансовые.

На ***рис. 4*** изображены типичные экстремумы графиков экономической эффективности вариантов кондиций. Функция чистого дисконтированного дохода бюджета (ЧДДб) постоянно убывающая: налоги сокращаются с ростом бортового содержания, что связано с прямой зависимостью большей части налоговых отчислений от величины запасов (масштаба производства).

Исходя из методических ограничений, точка экстремума функции ЧДД может располагаться либо на интервале между двумя крайними вариантами кондиций ***(вариант 1 рис. 4)***, либо совпадать с минимально возможным бортовым содержанием (содержанием в технологических хвостах) – ***вариант 2 рис. 4***.

Суммарный экономический эффект – общий эффект от эксплуатации месторождения, который распределяется между государством и недропользователем (ЧДД + ЧДДб), представляет из себя чистый национальный продукт за вычетом оплаты труда работников. Экстремумы суммарного экономического эффекта, национального дохода и ЧДД, вследствие характера этих функций, близки.

Таким образом, вульгаризация государственных интересов, выражаемая в максимизации налоговых поступлений (ЧДДб) в ситуации ***варианта 1 рис. 4*** (большая часть объектов) приводит к снижению чистого национального дохода. Это негативно отражается на отрасли в целом. У недропользователей возникает недостаток собственных инвестиционных средств, который ведет к росту кредитной нагрузки со всеми вытекающими последствиями. Попытки стимулировать отрасль со стороны государства через различные механизмы, тем или иным способом, сокращает доходную часть бюджета – в итоге продвигаемая максимизация бюджетных доходов оказывается явным самообманом.

Налоги – это инструмент государства для перераспределения части национального дохода. Изменение налогов не увеличивает и не уменьшает напрямую национальный доход. Налоги влияют на народное хозяйство опосредовано, через коммерческую эффективность, которая напрямую от них зависит. Отдавать приоритет в оценке экономической эффективности вариантов кондиций показателю ЧДДб вместо ЧДД – все равно, что ставить телегу впереди лошади. Согласно МРИП-99, расчет ЧДДб производится на втором этапе оценки эффективности инвестиционных проектов, который, как было показано выше, вообще исключается при оценке эффективности разведочных кондиций. Кстати, в МРК-2007 показатель бюджетной эффективности лишь упоминается: в отличие от

Рис. 5.
Безрисковая ставка дисконтирования по годам

ЧДД для него не приведена методика расчета – это дополнительное яркое свидетельство малозначительности ЧДДб для выбора разведочных кондиций.

Оценка эффективности инвестиционных проектов и разведочных кондиций, в частности, невозможна без приведения разновременных доходов и расходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности. Использование для этого процедуры дисконтирования является общепринятой практикой, не подлежащей сомнению. Разногласия вызывают только методы определения ставки дисконтирования – единственной переменной функции дисконтирования.

В МРИП-99 этому вопросу посвящен раздел 11.2 «Норма дисконта и поправка на риск» и п. 6.2 Приложения 6 – в общей сложности 11 страниц. Согласно им, ставка дисконтирования зависит от двух факторов: общей экономической ситуации в стране (рынка заимствования) и рискованности самого проекта. При этом методика расчетов построена таким образом, что ставка дисконтирования позволяет при реализации проекта получить доход сверх инфляционных ожиданий. Разработчики МРК-2007 посвятили вопросу определения ставки дисконтирования единственный п. 50: «Ставки дисконтирования обычно принимаются равными 10 и 15%, а при обосновании эксплуатационных кондиций расчеты осуществляются, как правило, без дисконтирования или в соответствии с условиями кредитования».

По стилю изложения п. 50 МРК-2007 не рекомендация, а информирование о сложившейся практике. По идее, он не окончен – должна стоять не точка, а запятая с дальнейшим изложением позиции методических рекомендаций по этому вопросу. Но, увы, в который раз разработчики оставили вопрос открытым. И непонятно, в каких случаях 10%, в каких – 15%? А если размер инфляции 10%, 15% или еще выше? Эксплуатационные кондиции считать вообще без дисконтирования? Или в соответствии с условиями кредитования? А условия кредитования какого банка? Одни вопросы. Ответ на которые, в условиях отторжения МРИП-99, чисто субъективный: сколько людей – столько и мнений.

На самом деле, п. 50 МРК-2007 является сокращением п. 6.5 «Методических рекомендаций…» [8] (МРК-99), которые им предшествовали. Согласно последним: «При технико-экономическом обосновании базового варианта разведочных кондиций величина ставки дисконта обычно принимается равной 10%. При коммерческой оценке проектов используется индивидуальная так называемая «рыночная норма дисконта», определяемая как требуемая инвесторами величина нормы прибыли от реализации проекта (обычно не менее 15%)». Понятия базового и коммерческого вариантов из МРК-2007 исчезли, а практика их применения в виде «обычных» ставок дисконтирования осталась.

В МРИП-99 по вопросу определения ставки дисконтирования есть ссылка на постановление Правительства РФ от 22.11.1997 № 1470 [9], в котором для определения коэффициента дис-

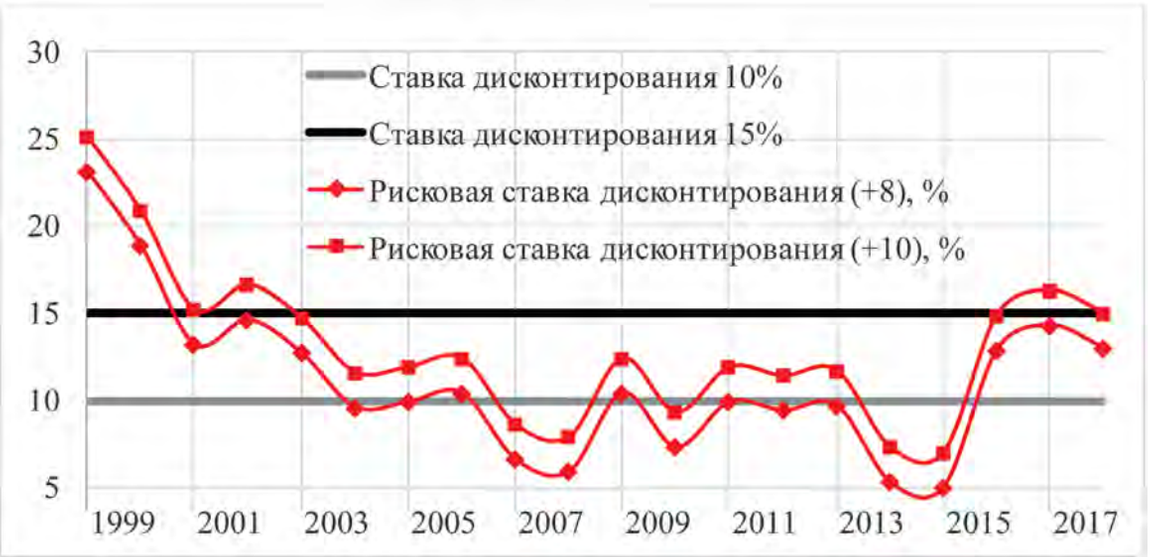


Рис. 6.
Ставки дисконтирования по годам

контирования без учета риска проекта для бюджетной эффективности (!) приведена следующая формула:

$$1 + d=(1+r/100)/(1+i/100), \qquad (1)$$

где d – коэффициент дисконтирования без учета риска проекта;
r – ставка рефинансирования (ключевая ставка) ЦБ РФ;
i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на текущий год.

Ниже (***рис. 5***) приведен расчет коэффициента дисконтирования без учета риска по годам.

Коэффициент дисконтирования, учитывающий риски при реализации проектов, определяется по формуле:

$$D = d + P/100, \qquad (2)$$

где P/100 – поправка на риск, которая делается по ***табл. 1***.

Промышленному освоению нового месторождения по цели проекта соответствует средний риск 8 – 10%. На ***рис. 6*** приведены ставки дисконтирования с учетом среднего риска за период с 1999 г. по 2018 г.

Оговорка МРК-2007 об обычности применения ставок дисконтирования 10% и 15% подразумевает иные варианты – иначе вместо «обычно» было бы написано «всегда». За несколько лет до 2007 г. (времени введения в действие МРК-2007) расчетная ставка дисконтирования с учетом среднего риска находилась в интервале 10–15%, поэтому на практике их обычно принимали равными этим граничным значениям. Чему в немалой степени способствовали действовавшие в то время МРК-99. Возведение практики в роль закона на фоне забвения самих правил, ее породивших, выглядит просто нелепо.

Сторонникам фиксированных дисконтных ставок хочется заметить следующее. Если ставка дисконтирования неизменна на все времена, то это не только противоречит МРИП-99, но также классификации запасов [3], т.к. балансовые запасы должны быть экономически эффективны к разработке на момент их оценки. В период с 12.12.2014 по 27.03.2017 (около 27 месяцев) ключевая ставка по основным операциям Банка России была выше 10%. Три месяца из которых – с 16.12.2014 по 16.03.2015 – она была установлена выше 15%!

Бытует мнение, что ставку 15% необходимо применять при составлении временных кондиций, а 10% – при постоянных. Применение конкретно этих фиксированных ставок дисконта, в свете вышесказанного, спорно. Однако стремление ранжировать риски на разных стадиях изученности месторождения полезных ископа-

Таблица 1.

Величина риска	Пример цели проекта	P, %
Низкий	вложения при интенсификации производства на базе освоенной техники	3–5
Средний	увеличение объема продаж существующей продукции	8–10
Высокий	производство и продвижение на рынок нового продукта	13–15
Очень высокий	вложения в исследования и инновации	18–20

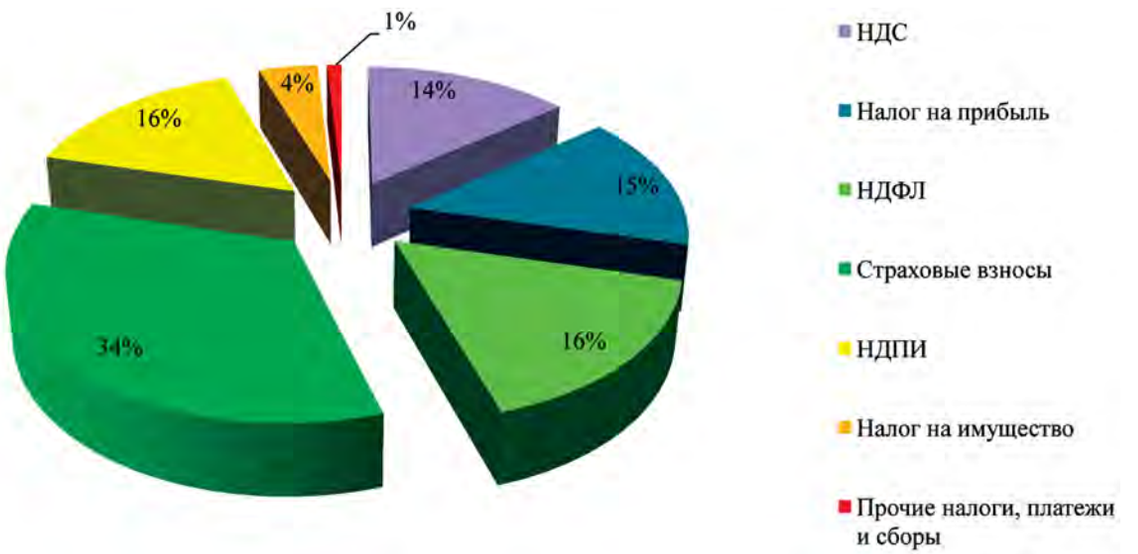


Рис. 7.
Доходы консолидированного бюджета Российской Федерации, соответствующие налогам, отчислениям и платежам недропользователей

емых представляется верным. При составлении постоянных кондиций используется более полная информации об объекте, соответственно, риск ошибки более высок при составлении временных кондиций.

Основной риск инвестиционного проекта – это риск потери капитала. Остальные риски – суть его составные части. Поэтому эксплуатационные кондиции, как правило, рассчитываются в условиях нулевой ставки дисконта – основные капитальные затраты уже понесены – рисковать собственно уже практически нечем. Непонятно другое: почему при освоении месторождения на базе действующего рудника – ситуация более близкая к эксплуатационным кондициям – не оговариваются особые ставки дисконтирования. К сожалению, в МРК-2007 вопрос шкалы рисков применительно к основным вариантам освоения месторождений твердых полезных ископаемых не проработан.

Оптимальный вариант разведочных кондиций всегда лежит между максимумами количества запасов и качества горного сырья исследуемого полезного ископаемого. Чем выше качество, тем меньше запасы – и наоборот. Снижение величины риска ведет к увеличению запасов с одновременным ухудшением качества горного сырья.

Применение единой величины риска, нехарактерной для действующих горнодобывающих предприятий, при обосновании разведочных кондиций приводит к сокращению их сырьевой базы. Имеются ввиду месторождения, для которых самостоятельное освоение нецелесообразно ввиду близости имеющихся перерабатывающих мощностей.

Как уже отмечалось выше, в МРК-2007 отсутствует методика расчета ЧДДб. Интуитивно понятно, что это дисконтированный поток всех бюджетных поступлений в результате реализации инвестиционного проекта (варианта кондиций). При составлении ТЭО разведочных кондиций практически всегда ЧДДб определяют неверно, т.к. не учитывают в денежном потоке налог на добавленную стоимость (НДС), как этого требует методика расчета, изложенная в МРИП-99.

МРК-2007 запрещают учет НДС в доходах, эксплуатационных и капитальных затратах. Из чего возникает ложный вывод о запрете расчета НДС, как такового. Это в принципе неверно. Согласно МРИП-99, все цены, участвующие в расчетах инвестиционных проектов, принимаются с НДС. Казалось бы, противоречие методических рекомендаций – на самом деле нет.

НДС относится к налогам, включаемым в цену продукции: рассчитывается по установленной ставке от цены до его начисления. Во избежание двойного налогообложения НДС к уплате уменьшается на сумму НДС уже уплаченного в составе цен материалов, работ и услуг. Иными словами, общая сумма уплаченного предприятием НДС всегда равна ставке налога от цены до начисления НДС, часть которой уплачивается государству напрямую (уплата), а часть – через поставщиков и подрядчиков (возмещение). Для упрощения расчетов делается допущение о своевременности возмещения НДС государством. Поэтому полное исключение НДС из всех цен, участвующих в расчетах, не влияет на сумму прибыли, и, как следствие, на ЧДД.

НДС не участвует, согласно МРИП-99, в расчете ЧДД – только при расчете ЧДДб. В МРК-

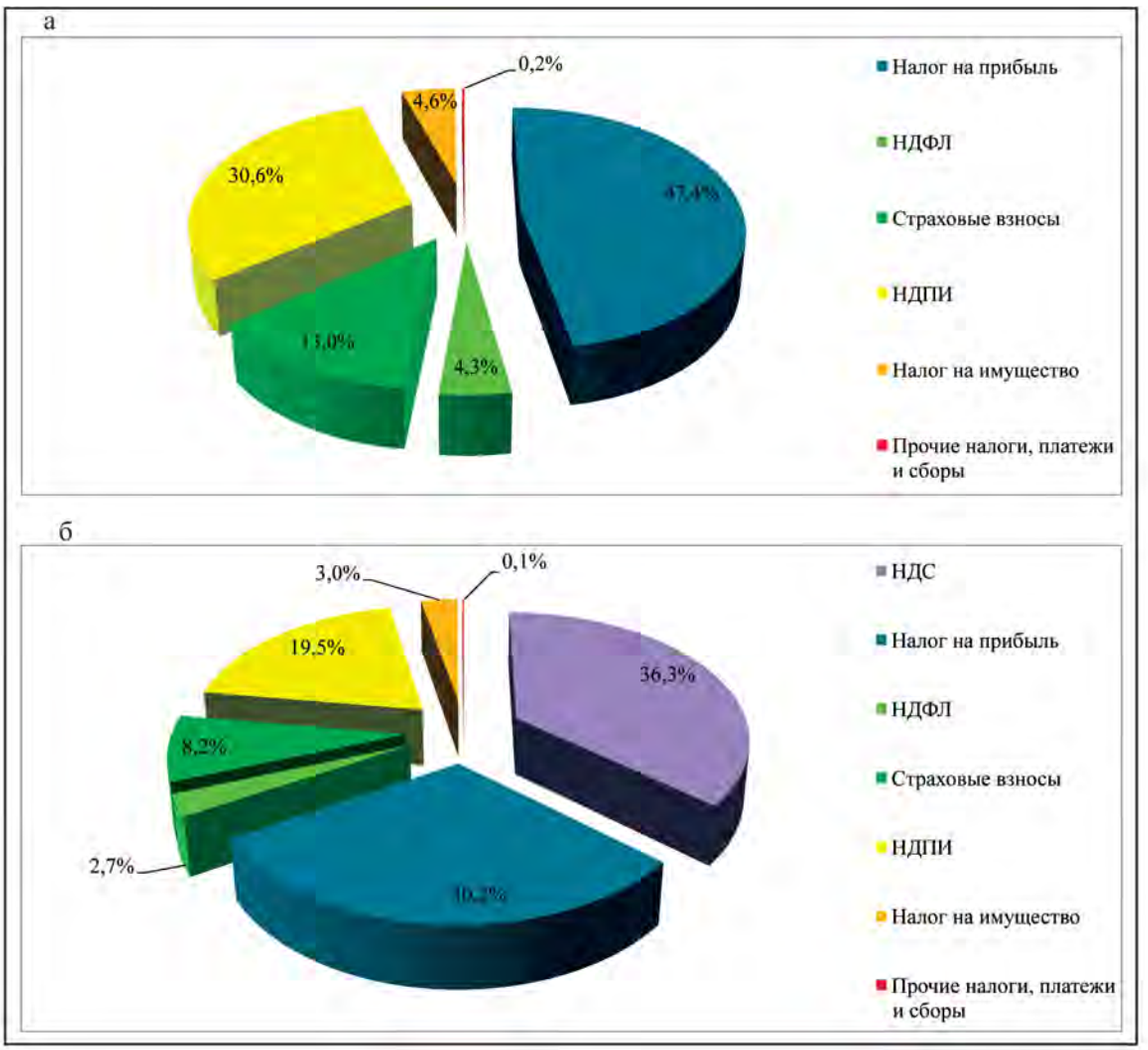


Рис. 8.
Структура отчислений в консолидированный бюджет у золотодобывающего предприятия при ставке НДС: а – 0%; б – 18%

2007 показатель ЧДДб хотя и упоминается, но указания даны только по расчету ЧДД: поэтому их разработчики полностью исключили НДС из цен – он просто не нужен.

Исключение НДС из цен при расчете ТЭО кондиций лишь методический прием для упрощения расчетов ЧДД – в МРК-2007 нет запрета на расчет НДС как такового. Что понятно: величина НДС сопоставима по величине с другими основными налогами в составе доходной части бюджета государства (***рис. 7***). Исключение расчета НДС оправдано только в случае нулевой ставки этого налога, например, для благородных металлов. Но далеко не все твердые полезные ископаемые попадают в это исключение, и МРК-2007 не могут ориентироваться в своих указаниях на такие частные случаи.

Доля НДС (при ставке 18%) в структуре налогов горнодобывающего предприятия значительно выше, чем в бюджете государства (***рис. 8***).

Исключение НДС из расчетов показателя ЧДДб противоречит п. 55 МРК-2007, требующему производить ТЭО кондиции «на основе рассмотрения экономических показателей, рассчитанных с включением в затраты всех реальных налогов, сборов и платежей, требуемых действующим федеральным и местным законодательством и условиями лицензионного соглашения». И для полезных ископаемых, у которых ставка НДС отлична от нуля, исключение этого налога является значительной ошибкой, выходящей за рамки точности расчетов экономического обоснования разведочных кондиций.

Справедливости ради необходимо отметить, что в МРК-2007 отсутствуют прямые указания к точности экономических расчетов, поэтому невозможно безапелляционно заявлять о степени тех или иных ошибок. Однако до 2007 г. в МРК-99 приводилась справочная информация о том, что «точность оценок предполагаемых за-

трат на завершающей стадии детальных оценок «банковское ТЭО» обычно находится в пределах ±10%». А в самих МРК-2007 (п. 80) содержится требование о межбортовых прирезках руды не менее 10%, что может служить ориентиром требуемой точности расчетов затрат ТЭО кондиций.

Руководствуясь здравым смыслом, скорее можно исключить из расчетов налоги и платежи, попадающие в группу «Прочие налоги, платежи и сборы» (***рис. 8***), доля которых в структуре налоговых отчислений не превышает 0,2% – в затратах и того меньше. Допуск затрат на аффинаж п. 61 МРК-2007 для месторождений благородных металлов в размере 1–1,5% от стоимости чистого металла (дохода) – разница 0,5%. Из чего можно заключить, что исключение налогов, доля которых в затратах менее 0,5% (про 10% даже не будем вспоминать), вполне допустима с точки зрения разработчиков МРК-2007.

В данной статье рассмотрены принципы уровня финансов, которые универсальны по своей сути – для них не требуется адаптация под отдельно взятую отрасль народного хозяйства. На этом уровне не может быть расхождений между МРК-2007 и МРИП-99. И так оно и есть, когда в качестве единственного критерия оптимальности принимается ЧДД.

Нарушение основных методических принципов неминуемо ведет к ошибочному определению параметров разведочных кондиций. Как следствие, к необоснованному переводу забалансовых руд в балансовые запасы для самостоятельных месторождений – для сырьевой базы действующих рудников ситуация обратная. Такое положение вещей является одной из причин продвижения среди недропользователей идеи аналитического расчета бортового содержания разведочных кондиций в противовес интегральному повариантному расчету МРК-2007. Но, как показано выше, основной причиной неудовлетворительного выбора кондиций является не столько содержание МРК-2007, сколько их неверное прочтение и применение.

Хотя, принципиальных изменений в МРК-2007 проводить не требуется, их редактирование, с целью исключения кривотолков, просто необходимо. Хорошо, что есть первоисточник (МРИП-99). Но не каждый осилит почти триста страниц текста специализированной экономической направленности. А без этого, как выяснилось, безошибочный выбор оптимума разведочных кондиций не гарантирован.

Весь период новейшей истории России идут разговоры о необходимости повышения инвестиционной привлекательности. Частенько в этой связи приходится слышать о несовершенстве классификации запасов в РФ, которую необходимо привести в соответствие с международными стандартами. Безусловно, различия в этой сфере создают определенные сложности. Но они не являются определяющим фактором. Как языковый барьер, создавая сложности, не препятствует международной торговле – была бы выгода. Вот отсутствие последней как раз и является главным препятствием на пути инвестиций. Правовой нигилизм в области экономического обоснования разведочных кондиций может привести не только к сокращению национального дохода, как показано выше, но также к снижению коммерческой привлекательности месторождений при постановке их запасов на государственный баланс.

Литература

1. Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев). Утверждены распоряжением МПР России от 05.06.2007 № 37-р. Доступно на: http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf (обращение 03.08.2018).

2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утверждены Министерством экономики РФ, Минфином России, государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999. Доступно на: http://docs.cntd.ru/document/1200005634 (обращение 03.08.2018).

3. Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Утверждена приказом МПР России № 278 от 11.12.2006. Доступно на: http://gkz-rf.ru/tverdye-poleznye-iskopaemye (обращение 03.08.2018).

4. Федеральный конституционный закон от 17.12.1997 № 2-ФКЗ «О Правительстве Российской Федерации». Доступно на: http://base.garant.ru/12106440/ (обращение 03.08.2018).

5. Положение о Министерстве природных ресурсов и экологии РФ. Утверждено постановлением Правительства РФ от 11.11.2015 № 1219. Доступно на: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71149342/ (обращение 03.08.2018).

6. Положение о Министерстве экономического развития РФ. Утверждено постановлением Правительства РФ от 5.06.2008 № 437. Доступно на: http://base.garant.ru/12160901/ (обращение 03.08.2018).

7. Положение о Министерстве финансов РФ. Утверждено постановлением Правительства РФ от 30.06.2004 № 329. Доступно на: http://base.garant.ru/12136348/ (обращение 03.08.2018).

8. Методические рекомендации по геолого-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев), утвержденные распоряжением Министерства природных ресурсов РФ 15 марта 1999 г. Доступно на: http://docs.cntd.ru/document/1200040781 (обращение 03.08.2018).
9. Постановление Правительства РФ от 22.11.1997 № 1470 «Об утверждении порядка предоставления государственных гарантий на конкурсной основе за счет средств бюджета развития РФ и положения об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов бюджета развития РФ. Доступно на: http://base.garant.ru/176300/ (обращение 03.08.2018).

UDC 338.2

A.N. Krischenko, Member of the Eurasian Union of Subsoil Use Experts, Head of Economy of Mineral Resources Department of Management Company "Petropavlovsk"[1], krischenko–a@bk.ru

[1]225 Amurskaya str., Blagoveshchensk, Amur region, 675000, Russia.

The Danger of Legal Nihilism in the Preparation of a Feasibility Study of the Conditions

Abstract. The analysis of the consistency of the basic principles of the methodological recommendations of the feasibility study of the exploratory conditions of solid minerals (except for coal and oil shale), methodological recommendations for assessing the effectiveness of investment projects and the practice of their application.

Keywords: NPV; taxes; investments; condition; minerals; field; geological prospecting; subsoil use.

References

1. *Metodicheskie rekomendatsii po tekhniko-ekonomicheskomu obosnovaniiu konditsii dlia podscheta zapasov mestorozhdenii tverdykh poleznykh iskopaemykh (krome uglei i goriuchikh slantsev). Utverzhdeny rasporiazheniem MPR Rossii ot 05.06.2007 № 37-r* [Methodical recommendations on the technical and economic justification of the conditions for calculating the reserves of solid mineral deposits (except coal and combustible shales). Approved by the decree of the Ministry of Natural Resources of Russia from 05.06.2007 № 37-r]. Avialable at: http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf (accessed 3 August 2018).
2. *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov. Utverzhdeny Ministerstvom ekonomiki RF, Minfinom Rossii, gosudarstvennym komitetom RF po stroitel'noi, arkhitekturnoi i zhilishchnoi politike № VK 477 ot 21.06.1999* [Methodical recommendations for evaluating the effectiveness of investment projects. Approved by the Ministry of Economy of the Russian Federation, the Ministry of Finance of Russia, the State Committee for Construction, Architecture and Housing Policy of the Russian Federation No. VK 477 of 21.06.1999]. Avialable at: http://docs.cntd.ru/document/1200005634 (accessed 3 August 2018).
3. *Klassifikatsii zapasov i prognoznykh resursov tverdykh poleznykh iskopaemykh. Utverzhdena prikazom MPR Rossii № 278 ot 11.12.2006* [Classification of reserves and forecasted resources of solid minerals. Approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia No. 278 of 11.12.2006]. Avialable at: http://gkz-rf.ru/tverdye-poleznye-iskopaemye (accessed 3 August 2018).
4. *Federal'nyi konstitutsionnyi zakon ot 17.12.1997 № 2-FKZ «O Pravitel'stve Rossiiskoi Federatsii»* [Federal Constitutional Law of 17.12.1997 No. 2-FKZ "On the Government of the Russian Federation"]. Avialable at://base.garant.ru/12106440/ (accessed 3 August 2018).
5. *Polozhenie o Ministerstve prirodnykh resursov i ekologii RF. Utverzhdeno postanovleniem Pravitel'stva RF ot 11.11.2015 № 1219* [Regulations on the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation. Approved by Resolution of the Government of the Russian Federation of 11.11.2015 № 1219]. Avialable at: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71149342/ (accessed 3 August 2018).
6. *Polozhenie o Ministerstve ekonomicheskogo razvitiia RF. Utverzhdeno postanovleniem Pravitel'stva RF ot 5.06.2008 № 437* [Regulations on the Ministry of Economic Development of the Russian Federation. Approved by Resolution of the Government of the Russian Federation of June 5, 2008 No. 437]. Avialable at: http://base.garant.ru/12160901/ (accessed 3 August 2018).
7. *Polozhenie o Ministerstve finansov RF. Utverzhdeno postanovleniem Pravitel'stva RF ot 30.06.2004 № 329* [Regulations on the Ministry of Finance of the Russian Federation. Approved by the Government of the Russian Federation from 30.06.2004 № 329]. Avialable at: http://base.garant.ru/12136348/ (accessed 3 August 2018).
8. *Metodicheskie rekomendatsii po geologo-ekonomicheskomu obosnovaniiu konditsii dlia podscheta zapasov mestorozhdenii tverdykh poleznykh iskopaemykh (krome uglei i goriuchikh slantsev), utverzhdennye rasporiazheniem Ministerstva prirodnykh resursov RF 15 marta 1999 g* [Methodological recommendations for the geological and economic justification of the conditions for calculating the reserves of solid mineral deposits (except coal and oil shale) approved by the order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation on March 15, 1999]. Avialable at: http://docs.cntd.ru/document/1200040781 (accessed 3 August 2018).
9. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 22.11.1997 № 1470 «Ob utverzhdenii poriadka predostavleniia gosudarstvennykh garantii na konkursnoi osnove za schet sredstv biudzheta razvitiia RF i polozheniia ob otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov pri razmeshchenii na konkursnoi osnove tsentralizovannykh investitsionnykh resursov biudzheta razvitiia RF* [Decree of the Government of the Russian Federation of 22.11.1997 No. 1470 "On approval of the procedure for granting state guarantees on a competitive basis at the expense of the RF development budget and the provisions on assessing the effectiveness of investment projects when competitive investment is placed on the budget of the RF development budget]. Avialable at: http://base.garant.ru/176300/ (accessed 3 August 2018).

О.В. Трофимова
ФБУ ГКЗ
отдел мониторинга и анализа
заместитель начальника отдела
trofimova_ov@gkz-rf.ru

ФБУ ГКЗ:
динамика движения запасов

На 1 октября 2018 г. проведена государственная экспертиза 1804 объектов, в том числе:
– по оперативному изменению состояния запасов УВС – 361;
– по подсчету геологических запасов – 46;
– по подсчету извлекаемых запасов – 147;
– по твердым полезным ископаемым – 152;
– по подземным водам – 157.

ФИЛИАЛАМИ ФБУ «ГКЗ» РАССМОТРЕН 941 ОБЪЕКТ.
Подтверждено открытие 26 месторождений углеводородного сырья.
Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (AB_1C_1) составляет:
– по нефти – 109,139 млн т;
– по газу – 724,169 млрд м^3;
– по конденсату – 22,039 млн т.

Таблица 1.
Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 1 января по 1 октября 2018 г.

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		$A+B+C_1$	C_2
Цинк	тыс. т	617,6	–105,4
Уголь	тыс. т	871 843	–138 552
Серебро	т	3624,9	204,8
Медь	тыс. т	2595,3	1007,2
Кадмий	т	–1251,3	5457
Золото	кг	192 853,70	48 229
Свинец	тыс. т	507,2	–15,1
Железные руды	тыс. т	1 399 253	1 901 463

Рис. 1.
Динамика среднесуточной добычи нефти в России 2014–2018 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

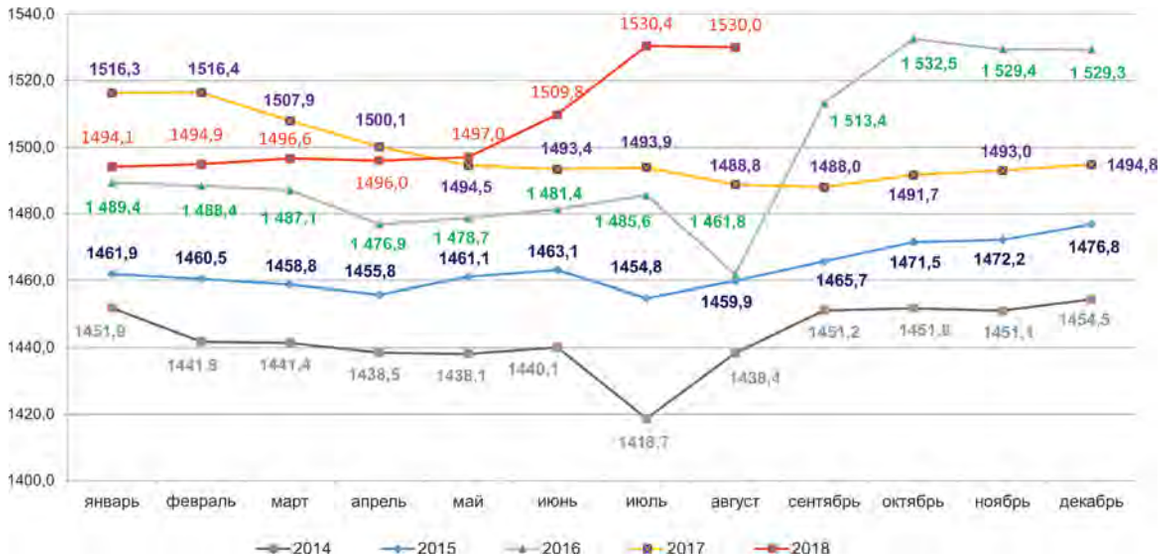
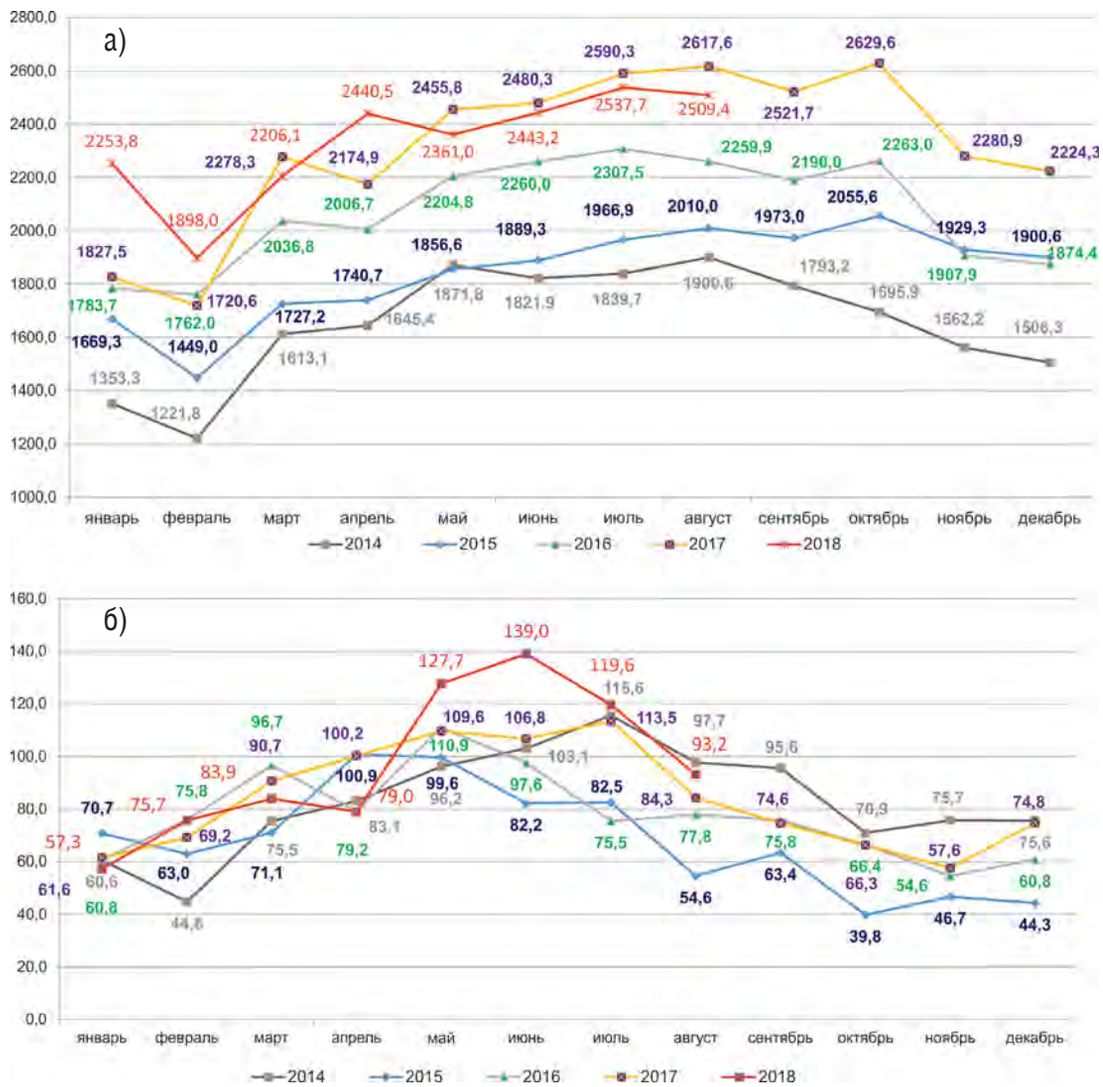


Рис. 2.
Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России 2014–2018 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ ГКЗ
tpl@gkz-rf.ru

Результаты рассмотрения
экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В августе-сентябре 2018 г. проведено 67 заседаний, из них 12 заседаний по УВС (Харампурское, Русскинское, Жумажановское, Талаканское и др. месторождения), 24 заседания по ТПИ, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного золота (Маломырское, Павлик), россыпной платины (Ис-Косья), медно-цинковых руд (Акжарское), флюсовых известняков (уч. Ситовский 2), стекольных (Войбокальское) и кварцевых (Ташлинское) песков, бурого (Переясловское) и каменного (Караканское, Краснобродское и др.) угля.

На 31 заседании по подземным водам были рассмотрены материалы государственной экспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных ПВ, переоценки запасов ПВ для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов захоронения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Сайгатинское, Саранское, Ворьское, Средне-Упинское, Окско-Каширско-Озерское, Карамовское и др.). Подсчеты запасов УВС, ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов ПВ приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректив по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Углеводородное сырье

На государственную экспертизу поступили материалы пересчета геологических запасов УВ и дополнение к технологической схеме разработки Жумажановского нефтяного месторождения.

Подсчет запасов обусловлен необходимостью составления нового проектного документа и технико-экономической оценки извлекаемых запасов, обобщения всей геолого-геофизической информации, полученной в результате переинтерпретации данных сейсморазведки 2D, бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, отбора керна из 32 скважин, выполненных испытаний пластов, исследований образцов параметров нефти, а также по результатам исследований керна из 52 скважин (в том числе соседних Верхнеказымского и Сурьеганского месторождений) для отложений неокома и юры, по которым созданы собственные петрофизические зависимости и проведена переинтерпретация данных ГИС во всех пробуренных скважинах.

Вновь подсчитанные начальные геологические запасы нефти Жумажановского месторождения по сравнению с ранее утвержденными увеличились на 8%. Изменения запасов произошли в результате обобщения и анализа всей геолого-геофизической и промысловой информации Жумажановского и составляющих единую седиментационную зону Сурьеганского и Верхнеказымского месторождений. В результате по новым данным уточнены подсчетные параметры запасов нефти по всем объектам подсчета.

По решению экспертной комиссии в представленный подсчет геологических запасов были внесены следующие изменения:

– в связи с тем, что подсчет запасов проведен не в соответствии с «Временным методическим руководством по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно–поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции», экспертная комиссия рекомендовала отказаться от выделения площадей запасов категории B_2, площади запасов категории B_1 распространить до границы лицензии Южно–Жумажановского лицензионного участка, остальные подсчетные параметры пласта сохранить в соответствии с числящиеся на государственном балансе;

– в связи с тем, что коллекторы пластов АС10/2 и АС10/2–1 представлены тонким чередованием прослоев и УЭС в них не определены или искажены влиянием вмещающих пород, уровни ВНК по этим пластам экспертная комиссия рекомендовала принять условно;

– по пластам АС10/2 и АС2/1 по замечаниям экспертной комиссии были скорректированы границы категорий в соответствии с «Методическими рекомендациями по применению классификации…»;

– по пластам АС10/2, АС10/2–1, АС10/2–2 и АС10/3 экспертная комиссия рекомендовала сохранить значения параметров, определяющих физико–химические свойства нефти, в соответствии с числящимися на государственном балансе.

По мнению экспертной комиссии, построенная геологическая модель может использоваться для подсчета геологических запасов и как основа для гидродинамического моделирования.

Представленные материалы по технико–экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, выполненному в рамках проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Жумажановского нефтяного месторождения» у экспертной комиссии возражений не вызвали. Вместе с тем экспертная комиссия отметила, что состояние разработки Жумажановского месторождения в целом удовлетворительное, причина превышения проектного уровня – более высокие темпы освоения месторождения; решения действующего проектного документа в целом выполняются, программа исследовательских работ и ГТМ выполнена в полном объеме, энергетическое состояние залежей удовлетворительное, методические подходы к формированию гидродинамических моделей фильтрации продуктивных пластов Жумажановского месторождения возражений не вызывают, гидродинамические модели Жумажановского месторождения пригодны для оценки КИН и выполнения прогнозных расчетов. Рассмотрев представленный набор вариантов разработки объектов, экспертная комиссия согласилась с предложенными технологическими решениями.

В целом по объектам и отдельно по залежам объектов отклонения при сравнении фактических и расчетных накопленных показателей разработки при адаптации истории не превышают 5%. Методические подходы к формированию гидродинамических моделей фильтрации продуктивных пластов Жумажановского месторождения возражений не вызывают. Гидродинамические модели Жумажановского месторождения пригодны для оценки КИН и выполнения прогнозных расчетов.

Проведенная экономическая оценка показала, что при принятых в расчетах ценах и затратах дальнейшая разработка Жумажановского нефтяного месторождения обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу были представлены материалы ТЭО постоянных разведочных кондиций и подсчет запасов каменного угля по участкам Виноградовский и Виноградовский–2 Караканского месторождения в Кемеровской области.

Геологическое изучение Караканского месторождения осуществлялось с соблюдением стадийности разведки, начиная с 1965 г.

Особенностью Караканского месторождения является большое количество лицензионных участков (более 20 лицензий, несколько недропользователей), отрабатывающих уголь открытым способом, в связи с чем на месторождении отсутствуют площади для размещения отвалообразований.

В разные периоды по всем лицензионным участкам Караканского месторождения проводилась государственная экспертиза запасов.

Отработка участков Виноградовский и Виноградовский–2 Караканского месторождения ведется открытым способом с 2004 г. Запасы по этим участкам последний раз утверждались решением ГКЗ Роснедра в 2010 г. Запасы были утверждены в лицензионных и в оптимальных границах, обоснованных ТЭО с учетом выхода за лицензионные границы.

Пересмотр оптимальных границ отработки и пересчета запасов связаны с появлением в 2012 г. государственного природного заказника Караканский, примыкающего к лицензионным участкам. Заказник создан постановлением администрации Кемеровской области от 09.06.2012 № 133 на части площади утвержденных запасов, учитываемых государственным балансом в нераспределенном фонде недр, резерв подгруппы «б» для разрезов, вне лицензионных границ участка Виноградовский–2. Кроме этого необходимостью составления нового ТЭО кондиций послужили экономические (снижение цены на товарную продукцию, рост себестоимости горных работ) и горнотехнические условия (уменьшение емкости внешнего отвала по факторам его устойчивости, корректировка параметров устойчивости откосов бортов, уступов).

В представленных на государственную экспертизу материалах ТЭО предложен вариант оптимальных границ отработки: в границах лицензии и с учетом выхода за лицензионные границы по площади по простиранию пластов в сторону соседнего участка Черемшанский, того же недропользователя. Расширение границ в северо–восточном направлении от участков Виноградовский и Ви–

ноградовский–2 не представляется возможным в связи появлением заказника Караканский.

Представленные на рассмотрение материалы по своему объему, содержанию и оформлению в целом соответствовали нормативным и методическим документам по государственной экспертизе.

Однако отдельные вопросы потребовали уточнений и дополнительных обоснований.

По замечаниям экспертизы приведены сведения по природному заказнику, вынесены его границы, отстроен охранный целик под заказник, уточнено количество запасов, расположенных в охранном целике заказника, и их балансовая принадлежность.

При рассмотрении материалов ТЭО 2009 г. на большей части площади созданного заказника (где отсутствуют утвержденные запасы) предполагалось расположение внешнего отвалообразования для размещения вскрышных пород.

Дефицит емкостей внешних отвалов, расположенных на приемлемом расстоянии транспортирования, явился одним из ключевых факторов, определяющих границы отработки в настоящем ТЭО. В ТЭО принято решение – максимизация внутреннего отвалообразования. По замечаниям экспертизы авторами рассмотрена возможность прирезки запасов угля на глубину с учетом выхода за лицензионные границы. В виду существенной хронологической отдаленности периода внутреннего отвалообразования на участках, возможной прирезки запасов с учетом выхода за лицензионные границы по глубине, экспертиза рекомендовала недропользователю выполнить оценку целесообразности отработки этих запасов угля до начала ведения в их границах внутреннего отвалообразования, с учетом актуальных затратных показателей ведения горных работ, стоимости угля и подтверждения прогнозных горно–геологических условий.

Запасы, расположенные в целике под заказником, экспертиза приняла решение отнести к забалансовым и учитывать их государственным балансом в нераспределенном фонде недр. Данные запасы сохраняются в недрах.

При рассмотрении материалов, поступающих на государственную экспертизу, были выявлены технические ошибки в лицензии. Существенныое отклонение в координатах угловых точек не позволило экспертизе утвердить кондиции и запасы полезных ископаемых. В рамках проведения данной экспертизы недропользователь не успевал внести изменения по исправлению технической ошибки в лицензии. Недропользователем было представлено письмо от территориального органа Роснедр с указанием верных координат угловых точек. Экспертизе данного письма было достаточно для утверждения кондиций и запасов угля, экспертиза рекомендовала недропользователю устранить техническую ошибку в лицензии в установленном порядке.

Подсчет запасов был выполнен в границах лицензии и оптимальных границах, обоснованных в ТЭО, с учетом выхода за лицензионные границы. Государственная комиссия утверждает запасы только в лицензионных границах. Основанием для подсчета запасов, расположенных за лицензионными границами, было представленное недропользователем письмо Роснедра.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы оценки запасов питьевых ПВ каширского и алексинско–протвинского водоносных комплексов на участке Новоселковский Окско–Каширско–Озерского месторождения, расположенного вблизи д. Новоселки Каширского района Московской области. Подземные воды предназначены для питьевого, хозяйственно–бытового и технологического водоснабжения тепличного комплекса ООО «Агрокультура Групп».

Оцениваемый водозабор состоит из 4 скважин, расположенных на 3 площадках на расстоянии 80–88 м и пробуренных в 2015–2017 гг. Одна скважина оборудована на каширский водоносный комплекс, три скважины – на алексинско–протвинский. Скважины закольцованы в единую сеть, в эксплуатацию не введены. На участке построена станция водоподготовки.

В 2018 г. специалистами ООО «Ингеолком+» выполнены работы по оценке запасов ПВ в количестве 2,15 тыс. м^3/сут, в том числе 0,35 тыс. м^3/сут из каширского и 1,8 тыс. м^3/сут алексинско–протвинского водоносных комплексов. Они были представлены на государственную экспертизу по категории В.

Выполненный на участке Новоселковский комплекс работ, включавший гидродинамические исследования и гидрогеохимическое опробование, был признан экспертизой достаточным для получения информации, необходимой для подсчета запасов. Экспертиза отметила, что качественный состав ПВ каширского водоносного комплекса не соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1074–01 «Питьевая вода…» по содержанию железа, а алексинско–протвинского – по содержанию железа, стронция, фторидов, а также показателям мутности и общей жесткости. Выполненный авторами расчет смешения ПВ показал, что превышения ПДК сохранятся, что требует предварительной водоподготовки перед подачей воды потребителю. В экспертном заключении ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Московской области» отмечено, что ПВ, используемые для хозяйственно–питьевых целей, проходят водоподготовку, после которой они отвечают требованиям СанПиН 2.1.4.1074–01 «Питьевая вода…», что подтверждено результатами химического анализа воды из распределительной сети. Результаты прогнозных расчетов подтвердили обеспеченность запасов ПВ обоих водоносных комплексов на 25–летний период эксплуатации.

Экспертиза согласилась с авторской квалификацией запасов ПВ каширского и алексинско–протвинского водоносных комплексов по категшориям. По степени изученности участок Новоселковский отнесен к группе разведанных.

Коллективу
ФГБУ «Всероссийский
научно-исследовательский
геологический нефтяной
институт»,
генеральному директору ВНИГНИ
П.Н. Мельникову,
научному руководителю ВНИГНИ
А.И. Варламову

Дорогие коллеги!

Уважаемые Павел Николаевич и Алексей Иванович!

Прошло 65 лет с момента образования вашего института, ставшего ведущим в России в важнейшей области – в области геологии нефти и газа! Ваша многопрофильная научно-исследовательская деятельность и решаемые вами прикладные задачи являются для многих компаний и для России в целом судьбоносными.

Особую важность имеют работы, относящиеся к государственному контролю за состоянием пользования недрами и за ведением работ по воспроизводству и рациональному использованию минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса России.

Ваши фундаментальные научные разработки являются основой стратегии освоения недр России!

От всей души поздравляю ваш коллектив с юбилеем! Новых идей, успешных внедрений, грандиозных открытий, новых рубежей в познании недр России и научного обеспечения устойчивости ее минерально-сырьевой базы!

Главный редактор, генеральный директор ФБУ ГКЗ И.В. Шпуров

Ежегодная конференция имени Н.Н. Лисовского

С 6 по 8 сентября 2018 г. в рамках 55-летия ЦКР Роснедра по УВС состоялась ежегодная Всероссийская научно-практическая конференция имени Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: опыт и перспективы разработки». Конференция состоялась на базе Санкт-Петербургского государственного университета.

Участники конференции обсудили научные и практические аспекты освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья с точки зрения геологии, технологии, разработки, экономики, нормативно-правовой и методической базы.

С докладами выступили генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров («Минерально-сырьевая база России и освоение ТрИЗ. Полнота проведения исследований и учет физико-химических МУН в повышении эффективности разработки месторождений при подготовке ПТД»), директор Департамента по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры С.А. Филатов («Организационно-правовое регулирование освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в ХМАО-Югре»), заместитель генерального директора по научной работе в области разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» А.В. Гавура («Опыт разработки газонефтяного месторождения с тонкой нефтяной оторочкой подстилаемой подошвенной водой»), руководитель отдела ГРР и планирования разработки Салым Петролеум Девелопмент И.Я. Эдельман («О перспективах внедрения технологии АСП на зрелых месторождениях Западной Сибири»), генеральный директор ООО «ТИНГ» Л.С. Бриллиант («Нейросетевые технологии управления добычей»).

В рамках программы конференции прошел круглый стол, на котором обсудили практические проблемы, связанные с учетом и постановкой на государственный баланс запасов углеводородов для сложных нефтегазоконденсатных месторождений.

Была рассмотрена методика учета добычи полезных ископаемых (газ природный, газовый конденсат, нефть и попутный нефтяной газ) при разработке месторождений, прошедшая апробацию на заседании секции углеводородного сырья ЭТС ФБУ «ГКЗ».

На круглом столе были заслушаны сообщения начальника управления прогнозирования и мониторинга разработки месторождений ПАО «НОВАТЭК» С.В. Колбикова и заместителя главного геолога по разработке месторождений АО «АРКТИКГАЗ» М.К. Магомедовой на темы «Особенности разработки нефтегазоконденсатных залежей, оценка извлекаемых запасов растворенного газа и вопросы учета добываемых углеводородов» и «Методика учета добычи полезных ископаемых (газ природный, газовый конденсат, нефть и попутный нефтяной газ) на сложных нефтегазо-конденсатных месторождениях».

По итогам работы конференции будет выпущен специальный номер научно-технического журнала «Недропользование XXI век», в котором будут опубликованы доклады участников конференции.

Семинар «Совершенствование государственной экспертизы запасов и согласования технических проектов разработки месторождений ТПИ»

26–28 сентября 2018 г. при поддержке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Федерального агентства по недропользованию, ФБУ «ГКЗ» в конференц-зале Минприроды России состоялся научно-практический семинар на тему «Совершенствование государственной экспертизы запасов и согласования технических проектов разработки месторождений ТПИ».

В числе участников научно-практического семинара были представители регулирующих государственных органов, руководители крупных компаний-недропользователей, научных и научно-производственных организаций, ведущие геологи и специалисты ООО «Горная геология», ООО «СПбГеоПроект», ООО «Калининградская буровая компания», АО «Далур», ООО «Артель старателей Ангара-Север», ООО «КС-Инжиниринг», ООО «АДАМАНТ», ПАО «Гайский горно-обогатительный комбинат», ООО «Сибгеоресурс», ООО «Рудник Валунистый», Кировского филиала АО «Апатит», ООО «Ресурс», АО «Научный центр ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности», АО «Алмазы Анабара», АО «ВНИИ Галургии», ООО «СГП-ГЕОЛОГИЯ», АО «Горно-рудная компания «Западная», АО «Полиметалл УК», ОАО «УК «Кузбассразрезуголь», ООО «УК «ВОСТОКУГОЛЬ», АО «Полиметалл Инжиниринг», ООО «Сибгеопроект», АО «Прокопьевский угольный разрез», ОАО «Первоуральский динасовый завод», ЗАО «Стройсервис», ООО «Проект-Сервис», АО «АГД ДАЙМОНДС», ПАО «ГМК «Норильский никель», ООО «Шахта №12», АО «Разрез «Шестаки», ООО «СПБ-Гипрошахт», ООО «Полюс Проект», ООО «Разрез "Березовский"», ООО «СЕЗАР-Арктика», ООО «Востокгеология», АО «Северсталь Менеджмент», ООО Управляющая компания «МЕТАЛЛОИНВЕСТ», ПАО «Кузбасская Топливная Компания», ООО «Экоправоинжиниринг», ООО «Управляющая компания "Колмар"», ПАО «Михайловский ГОК», ООО «Берингпромуголь», ООО «Берингугольинвест», ООО «СибИнвестГеология», ООО «Сибнииуглеобогащение» в г. Москве, ООО «Восточная Горнорудная Компания».

С приветственным словом выступили заместитель министра природных ресурсов и экологии Е.А. Киселев и председатель наблюдательного совета АООН «НАЭН», советник генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ» В.Н. Бавлов. Были заслушаны доклады ведущих экспертов, а также представителей компаний, поделившихся своим опытом в области экспертизы запасов и согласования технических проектов разработки месторождений ТПИ.

Особо слушатели выделили доклады заместителя генерального директора ФБУ «ГКЗ» В.В. Шкиля «Проектная ориентированность новой Классификации запасов и ресурсов ТПИ по оценке и управлению запасами», заведующей сектором отдела методических основ оценки проектной и технической документации на разработку месторождений ТПИ ФГБУ «ВИМС им. Н.М. Федоровского» Л.Д. Лухтиной «Проблемные вопросы использования результатов ТЭО постоянных разведочных кондиций и подсчета запасов при подготовке технических проектов разработки угольных месторождений», заведующего кафедрой НИТУ МИСиС, профессора, эксперта ГКЗ Д.П. Тибилова «Современные особенности и критерии оценки экономической части ТЭО кондиций и оперативного пересчета запасов угольных месторождений», начальника отдела мониторинга лицензионных отношений Роснедра О.Р. Шендеровой «Мониторинг выполнения лицензионных обязательств», начальника управления сопровождения лицензирования твердых полезных ископаемых ФГКУ «Росгеолэкспертиза» К.Д. Горохова «Актуальные вопросы лицензирования твердых полезных ископаемых», заместителя начальника отдела металлов ФБУ «ГКЗ» А.Б. Лазарева «Состояние и перспективы экспертизы запасов ТПИ».

На семинаре рассматривались последние тенденции и нововведения в государственной экспертизе запасов, согласовании технических проектов разработки месторождений твердых полезных ископаемых, подготовке государственного баланса полезных ископаемых, в вопросах лицензирования и инновационных технологий, обсуждались вопросы применения новой классификации запасов и прогнозных ресурсов ТПИ. Семинар стал уникальной платформой объединения экспертов и практических пользователей недр, которые смогли обменяться своим опытом и, безусловно, почерпнуть что-то новое, а также обсудить решения проблем.

По мнению участников семинара, наиболее актуальными темами докладов, которым потребовалось детальное и всестороннее освещение, оказались:

– «Особенности и характеристика различных систем отчетности запасов ТПИ»;

– «Проблемные вопросы при подготовке и реализации технических проектов разработки месторождений ТПИ»;

– «Актуальные вопросы ТЭО кондиций и поставки запасов на баланс»;

– «Упрощение процедуры согласования разрешительной документации»;

– «Лицензирование по заявительному принципу»;

– «Типичные ошибки и различие подходов к оценке достоверности предоставляемых материалов»;

– «Государственная экспертиза в электронной форме».

По итогам научно-практического семинара все его участники единогласно выступили с предложением о необходимости ускорить процесс внедрения новой классификации запасов и ресурсов ТПИ, отметив, что новая классификация – это важный элемент взаимодействия между государством и недропользователями.

Анна Токарева,
+7 (926) 332-36-66, tokareva@naen.ru

Международная конференция «Подземные воды-2018» прошла в Пятигорске

С 3 по 5 октября 2018 года в Пятигорске в бизнес-отеле «Бештау» прошла ежегодная международная конференция «Подземные воды-2018». Инициатором проведения конференции выступило Федеральное агентство по недропользованию. Организация мероприятия была поручена ФБУ «ГКЗ».

Мероприятие состоялось при поддержке Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Международной ассоциации гидрогеологов, Геологического центра СПбГУ, Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН), ООО УК «МЕТАЛЛОИНВЕСТ». Оператором конференции стала АООН «НАЭН».

В конференции «Подземные воды-2018» приняли участие более 220 человек, представителей 80 компаний и предприятий из Российской Федерации, Казахстана и Республики Беларусь.

В адрес делегатов и участников конференции поступили приветствия от заместителя Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации, руководителя Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселева, губернатора и Правительства Ставропольского края, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Ставропольского края, Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

На открытии конференции выступили с докладами депутат Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации, член Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям, председатель Рабочей группы по совершенствованию Закона РФ «О недрах» А.Н. Ищенко с сообщением на тему «Законодательное регулирование использования и охраны подземных вод», начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию Н.Л. Ерофеева с докладом «Результаты поисково-оценочных работ на подземные воды за период 2015-2017 гг., выполненных за счет средств федерального бюджета в рамках подпрограммы “Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр” государственной программы Российской Федерации “Воспроизводство и использование природных ресурсов”», генеральный директор ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» И.В. Шпуров с докладом «Необходимость разработки новой Классификации эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод», начальник отдела геологии подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию М.В. Седнев с докладом «Подземные воды и сооружения: особенности лицензирования участков недр и государственной экспертизы геологической информации», заведующий сектором гидрогеологии ФГБУ «Пятигорский государственный научно-исследовательский институт курортологии Федерального медико-биологического агентства» Е.Г. Потапов с докладом «Ресурсная база минеральных вод КМВ».

Основные тематические вопросы конференции:

– нормативно-правовая и методическая база недропользования в части подземных вод;

– поиски и разведка месторождений подземных вод;

– подсчет и экспертиза запасов подземных вод;

– разработка и эксплуатация месторождений подземных вод;

– подземные сооружения;

– гидрогеология месторождений твердых полезных ископаемых и углеводородов;

– гидрогеологические проблемы при инженерно-геологических изысканиях и строительстве зданий и сооружений.

На конференции выступили с докладами специалисты отраслевых организаций и предприятий ЗАО «ГИДЭК», ГУП РК «Крымгеология», ЗСФ ИНГГ СО РАН, ЗапСибИПГП, ТИУ, Южный филиал ФГБУ «Гидроспецгеология», ООО «НТПЦ «Сеноман», ООО «Геостройпроект», ЗАО «Геолинк-Консалтинг», Северо-Кавказское отделение Росгеолэкспертизы, Институт наук о Земле СПбГУ, ООО «Геологический центр СПбГУ», АО «Лебединский горно-обогатительный комбинат», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», АО «СПб НИИИ «ЭИЗ», представители международной ассоциации гидрогеологов (*IAH*) и др.

По итогам работы конференции участниками были выработаны и представлены оргкомитету актуальные предложения по развитию затронутых в докладах тем, которые внесены в резолюцию конференции.

Ежегодная конференция «Геологоразведка-2018»

Для меня было и почетно, и интересно модерировать две объединенные сессии по цифровизации и импортозамещению на организованной АО «Росгеология» конференции «Геологоразведка–2018». И хотя геологоразведка на шельфе и разработка ТрИЗ проходила в первой половине конференции, на технологических сессиях присутствовало немало специалистов, владеющих темой досконально.

К сожалению, по сравнению с аналогичными совещаниями советского периода развития геологии, конференцию в этот раз не посетили члены правительства в ранге министров, что в какой–то степени не позволило геологам и аналитикам обсуждать темы, рассчитывая на оперативную реакцию первых руководителей. А жаль, т.к., во–первых, это – одна из немногих подотраслей, способных осуществить технологический рывок, и существенный, в соответствии с целями, которые ставит высшее руководство страны. Во–вторых, именно эффективная геологоразведка и нефтегазовый сервис, с нею связанный, могут существенно повысить эффективность разработки месторождений и, что немаловажно – снизить ее себестоимость. В то же время ситуация парадоксальная – если для других секторов и видов деятельности нефтегазодобычи положение дел с обеспечением отечественным оборудованием и технологиями иногда не столь критично, то для отечественной геологоразведки, имеющей стабильное снижение объемов финансирования и работ, обеспеченность современным высокотехнологичным оборудованием, и желательно – отечественного производства, имеет архиважное значение. Тем более, что доминирование зарубежных сервисных компаний на российском рынке за последние годы не только не снизилось, а скорее наоборот, укрепилось.

При этом российское оборудование, например, геофизическое, в частности – новые поколения приборов и технологий для создания и обработки сигналов, в ряде случаев находит применение за рубежом, но никак не может пробить дорогу к отечественным крупнейшим заказчикам. Технологическое партнерство только начинает прорабатываться, и еще далеко от активного распространения в разработке и переработке, не говоря уже о геологической подотрасли. Наиболее успешным примерам отечественных разработок, таким как вибраторы «Геосвипа», уже немало лет, и как правило, они – выходцы еще из советской школы геофизиков и конструкторов. Хорошо, что ПАО «Росгеология» изучив ситуацию (еще с моей подачи – во время работы заместителем генерального директора по науке и стратегии), нашло возможность приобрести это передовое высококонкурентное предприятие, не оставив этой возможности зарубежным инвесторам.

К сожалению, в приборной части, программном обеспечении ситуация куда хуже, и если ставить реальный диагноз, близка к краху любых планов в части оптимизации расходов на ГРР и тем более – повышения ее эффективности. А это, как точно отметил генеральный директор компании Роман Панов, может привести к катастрофическому снижению объемов добычи нефти, в частности, во многом из–за снижения темпов прироста запасов.

Вообще, на конференции было много сказано о том, насколько сложна работа по гарантированному восполнению минерально–сырьевой базы такой огромной страны как Россия. Ведь проблема не только с УВС, но и с ТПИ. При этом необходимо найти финансирование на заведомо неокупающиеся в ближайшей перспективе поисковые работы. Ведь всегда это было обязанностью государства, при полном понимании, что это просто раздел задач национальной безопасности. Тем более, в арктических зонах, где это уже приобретает особо острый характер и может привести к военному противостоянию.

К сожалению, прошедшая конференция скорее подчеркнула снижение интереса государства и ее ответственных руководителей к перспективам отрасли. Не посетили они конференцию в этот раз, и похоже, это не техническое обстоятельство. Выступающие, среди которых были и разработчики отечественных программных продуктов и «железа», с надеждой говорили о государственном заказе и запуске опытных полигонов федерального уровня с необходимой поддержкой со стороны государства. Однако реальных программ и проектов в этом направлении, кроме нескольких компаний, в частности «Газпром нефти», представлено не было.

Несмотря на то, что в работе конференции принимало участие много геологов, основной тон дискуссиям задавали консультанты, далеко не всегда обладающие опытом практической деятельности в отрасли, тем более геологоразведке. Было не много научных докладов, позволяющих говорить о новых открытиях или разработках, способных коренным образом изменить ситуацию на рынке топливно–энергетических ресурсов и твердых полезных ископаемых. Скажем, тенденции мировой энергетики, активно внедряющей ВИЭ, электрический транспорт и водородные элементы, никоим образом не нашли отражений в представленных докладах. А ведь наличие попутных рассолов в разрабатываемых месторождениях Восточной Сибири, таких как Чаянда и Ковыкта, могли бы создать новую возможность для России в части поставки на мировой рынок столь востребованного лития.

Как ни странно, но такие важные вопросы для геологов как захоронение вредных отходов и выбросов, таких как CO_2, не получили отражения в программе конференции. К сожалению, как и на большинстве проходящих конференций на темы освоения месторождений полезных ископаемых, практически не были отражены вопросы повышения эффективности российской экономики и промышленности за счет оптимизации ресурсной базы и логистических схем для их использования. Было бы интересно услышать доклады на темы, каким образом может измениться геология и разведка в Арктической зоне, если потепление и изменение климата будет продолжаться такими быстрыми темпами. В частности – какие технологий и оборудование могут быть востребованы в этом случае. При большом заделе в рамках космической программы исследования далеких объектов в стране накоплен значительный опыт микроанализов почв и поверхностей, которые по–прежнему малодоступны в обычной геологической практике. Методы дистанционного зондирования и цифровой картографии не получили до сих пор масштабного распространения, и непонятно, какие перспективы есть в этом направлении, несмотря на увеличение космической группировки России.

Проблемы диджитализации отечественной геологоразведки оказались не только в том, что большая часть моделирования и картографии осуществляется по–прежнему на западном оборудовании и программном обеспечении. Проблемой является и отсутствие достойной технологической конкуренции, т.к. небольшому количеству технологических компаний приходится бороться практически за единичные, краткосрочные заказы, не имея возможности вкладывать необходимые средства в доработку техники и технологий. Классическим примером является пример разработки и вывод в эксплуатацию отечественного комплекса ГИС со свободным доступом к официальных картографических и геологическим материалам.

При наличии государственной открытой информационной системы СОБР крупные отечественные компании и массовый потребитель продолжают пользоваться зарубежными продуктами *ARCGIS* и *Petrel* в моделировании проектов разработки. В докладе президента Союза разработчиков программного обеспечения для ТЭК Бориса Хараса прозвучало, что наша импортозависимость по большинству программных систем и продуктов превышает 95%! При этом заказчики продолжают формировать свои заказы на закупку, игнорируя отечественные продукты и разработчиков, как потенциальных партнеров. Примеров положительных, показывающих возможность научной и практической кооперации, мало, и кроме разработки электронной платформы ЭРА «Газпром нефти», особо и привести нечего.

При этом все аналитики, консультанты, изучающие рынки и глобальные тренды, наглядно показывают великолепные перспективы развития именно этих направлений бизнеса. В этом смысле ряд докладов показал реальные возможности отечественных разработок в области низкозатратного накопления и хранения цифровых данных, уже давно достигших объемов *Big Data*, а также развития облачных технологий. При этом никто из участников конференции не спорит, что многие процессы и действия обслуживающих нас машин и систем уже давно осуществляется на базе искусственного интеллекта. Ряд докладов, например, профессора Юрия Ампилова, подтвердили тезисы о том, что попытки увеличить объемы обрабатываемой информации, в частности в погоне за «цифровыми двойниками» месторождений, могут привести не к бурному развитию геологии, а скорее, к ее стагнации. В частности, пример перегрева рынка геофизических услуг на море и шельфовых проектах привел к существенному снижению стоимости и объемов заказов во всем мире, но при этом он же и затормозил инвестиции в развитие технологий в этом направлении.

Доклады по ТрИЗ скорее убедили в том, что нет универсальных технологий, как нет и абсолютно идентичных месторождений. При этом геология и свойства добываемых ископаемых и сырья могут существенно влиять на время и стоимость доведения создаваемых технологий. Даже бажен, оказывается разным, как и угольные метаны. А трудноизвлекаемость зачастую связана не с отсутствием или неготов–

ностью техники и технологий, а доступностью финансовых ресурсов на их освоение, как правило, напрямую завязанных на рыночных факторах, обостряемых глобальной конкуренцией и климатическими изменениями.

Таким образом, можно сделать вывод, что конференция наглядно показала большую часть проблем отрасли, подчеркнула угрозы и риски, которые только обостряются на фоне ужесточения санкций со стороны США и ее союзников, и еще раз подтвердила необходимость поднятия темы развития геологоразведки, ее обеспечения, подготовки кадров на верхний уровень управления государством, т.к. она стала за последний год еще острее и многообразнее. Ведь вопрос не просто в увеличении объемов финансирования или объединения усилий всех институтов развития и подготовки кадров, среди которых выделяются Сколково и ведущие ВУЗы страны, но и внесение этих задач как приоритетных в части обеспечения национальной безопасности. А специалистов и ветеранов геологов и геофизиков, способных наглядно это объяснить и аргументировать, вполне достаточно. К сожалению, в работе сессий было не так много молодых специалистов и студентов, для которых, кроме романтики профессии, важно понимание отраслевых тенденций, перспектив и проблем.

Роман Самсонов, д–р техн. наук, руководитель направления «Газ и Арктика» Центра энергетики Московской школы управления Сколково, профессор кафедры «Газовые технологии и ПХГ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

От альтернативного мышления – к альтернативам действий на пути к Национальному Проекту «Глубинная нефть»

22–24 октября 2018 г. в АО «ЦГЭ» (предприятие входит в государственный холдинг «Росгеология») в Москве прошли 6–е Кудрявцевские Чтения (КЧ) – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа, которая продолжает начатый в 2011 г. на Учредительном собрании процесс собирания и объединения всех здоровых сил отечественной геологии нефти и газа по созданию научной теории происхождении нефти на основе неорганического учения, заложенного великими российскими и советскими учеными: Д.И. Менделеевым, Н.А. Кудрявцевым, В.Б. Порфирьевым, П.Н. Кропоткиным и их идейными последователями. Теория неорганического происхождения нефти является основой новой парадигмы развития ТЭК страны в XXI в., взамен исчерпавшей, по выражению академика А.Э. Конторовича, ресурс своего развития парадигмы Губкина–Байбакова–Трофимука (читай Губкина–Вассоевича–Конторовича).

Шестые КЧ были посвящены обсуждению итогов первой пятилетки проведения Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. На конференции был анонсирован проект тематики второй пятилетки КЧ, которая пройдет под лозунгом: «От альтернативного мышления к альтернативам действий – на пути к Национальному Проекту «Глубинная нефть».

Тема 6–х КЧ: Итоги 1–й пятилетки Кудрявцевских Чтений: от теории неорганического происхождения – к практике поисков глубинной нефти.

В рамках секционной тематики на 6–х КЧ обсуждались актуальные задачи дальнейшего развития теории неорганического происхождения нефти и совершенствования практики поисков на основе теории неорганического происхождения нефти.

Начало второй пятилетки проведения КЧ и созыв 6–й конференции в октябре 2018 г. совпали с важным событием в развитии отечественного проекта «Глубинная нефть», связанным с подготовкой заявки в Минэнерго РФ на получение (придание проекту «Глубинная нефть») статуса национального проекта.

Благодаря одержимости идеей, упорному труду и непоколебимому следованию цели, сформулированной как подготовка научный революции по смене органической парадигмы нефтегазовой геологии в нашей стране, мы добились за прошедшую пятилетку реабилитации незаслуженно попранных и забытых идей наших великих ученых Д.И. Менделеева, Н.А. Кудрявцева, В.Б. Порфирьева, В.П. Кропоткина и их последователей, зародивших и развивавших в нашей стране истинно научную, материалистическую теорию неорганического происхождения нефти газа.

Неорганическое учение овладевает массами в нашей стране и, хотя не произошло его повсеместного признания и применения положений глубинной парадигмы в практике ГРР, отрицать важность и значение первого этапа просветительской работы проекта «Глубинная нефть» нельзя.

Впереди нас ждёт еще более важная работа и дерзновенные планы, связанные с внедрением в практику ГРР теоретических положений и методических разработок теории неорганического происхождения нефти. В условиях, когда современные лидеры органического учения признались в том, что парадигма развития нефтегазового комплекса Губкина себя исчерпала (В.П. Гаврилов, А.Э. Конторович, др.), страна осталась без научного обеспечения ГРР и оказалась беспомощной перед вызовами современности. Сложившаяся резкая диспропорция между планами развития ТЭК до 2035 г., его ресурсной обеспеченностью и темпами воспроизводства минерально–сырьевой базы УВ–сырья грозит обернуться серьёзными проблемами для энергетической безопасности страны уже в ближайшие годы.

Мы не можем пассивно наблюдать за происходящими деструктивными процессами в области восполнения минерально–сырьевой базы УВ–сырья и ГРР, мы должны использовать появившийся исторический шанс и предложить обществу и руководству страны альтернативные решения по возрождению ТЭК России от неизбежно грозящей ему стагнации и разрушения.

Именно признание этой объективной реальности подвигало нас на активные действия по инициации Нацпроекта «Глубинная нефть», призванного стать локомотивом развития всего комплекса обслуживающих ТЭК страны научно–исследовательских, опытно–конструкторских, приборостроительных и производственных работ. Пользуясь случаем, мы приглашаем все коллективы и производства, обслуживающие ТЭК страны, присоединиться к нашей инициативе и предложить свои услуги и решения в рамках реализации Нацпроекта «Глубинная нефть».

На сложившемся фоне 6–е Кудрявцевские чтения были посвящены планам развития теории неорганического происхождения нефти и задачам совершенствования методологии прогнозирования и поисков нефти и практики планирования ГРР в нашей стране.

Каждой проблеме был посвящен один день работы конференции и назначены ведущие модераторы (Б.М. Валяев, А.И. Тимурзиев), которые выступили со вступительными часовыми докладами. Содокладчики основных спикеров (Р.Б. Сейфуль–Мулюков, С.А. Маракушев, В.С. Балицкий, Т.А. Киреева, К.С. Иванов) для раскрытия заявленной темы и её детального обсуждения выступили с оригинальными докладами. По итогам работы 6–х КЧ состоялась общая дискуссия и принятие решений конференции.

От имени Программного комитета, Оргкомитета, себя лично, а также от имени участников конференции выражаю искреннюю благодарность всем сотрудникам ЦГЭ, участвовавшим в подготовке и проведении 6–х Кудрявцевских Чтений. Особая благодарность руководству Росгеологии (Р.С. Панов, Р.И. Горринг) и ЦГЭ (А.М. Баталов), предоставивших финансовую и организационную поддержку в проведении конференции.

С некоторыми отзывами участников конференции можно ознакомиться на форуме «Альтернативная нефть»: http://deepoil.ru/forum/index.php/topic,417.msg22991.html#msg22991.

Тезисы докладов доступны для скачивания на сайте конференции по адресу: http://conference.deepoil.ru/index.php/materials.

Итоги конференция будут освещены на страницах ИА «РЕГНУМ», доклады 1 дня выступлений выложены в YouTube 1–м геологическим интернет–каналом. Ряд журналов, в том числе и «Недропользование XXI век», запросили для публикации на своих страницах ключевые доклады конференции.

От имени Оргкомитета Кудрявцевских Чтений готовится проект Резолюции и Обращение к руководству страны о легализации научного направления по неорганическому синтезу УВ в нашей стране со всеми вытекающими из этого следствиями.

А.И. Тимурзиев, Председатель Оргкомитета Кудрявцевских Чтений

Очередной обучающий семинар по управлению проектами Upstream

АООН «НАЭН» продолжает организацию и проведение специализированных обучающих семинаров по изложению современных тенденций управления проектами Upstream.

26–28 сентября 2018 г. совместно с компаниями *DTA* и *AAR* был проведен третий по счету практический обучающий семинар в новом современном формате на основе актуальных кейсов на тему «Интегрированная модель оценки геологических рисков и неопределенностей».

Одна из важнейших задач, стоящих перед геологами, – повышение эффективности поисковых работ, анализ и минимизация различных рисков, и в частности, наиболее значимого из них – геологического.

На основе практических примеров с большим количеством данных использовалась техника обучения с применением технологии *DTA Risk\Reserves.*

Для закрепления полученных знаний были реализованы кейсы работы в группах с самостоятельным принятием решений на базе поисковых проектов, требующих объемного восприятия всей совокупности геологических параметров и возможных процессов формирования ловушки УВ.

Каждый из участников был кейс-руководителем команды экспертов по количественной четырехфакторной оценке вероятностной геологического успеха *Pg (0-1)* при опоискованиии ловушек и обоснованию достоверности предварительно оцененных запасов углеводородных залежей. Расчеты объемов углеводородов проводились для диапазонных вероятностей P10, P50, P90 методом Монте-Карло.

Новой особенностью семинара было обучение методам оценки уровня субъективности восприятия рисков и неопределенностей, особенностям решений, принимаемых коллективом специалистов, использованию специфической терминологии и правильного ее восприятия руководством.

Семинар построен на многодисциплинарном характере подачи материалов, предметно иллюстрирован и направлен на повышение качества корпоративного риск-анализа.

Салым Петролеум
СЕГОДНЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЮТ НАМ УДАЛЕННО В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ВЕСТИ МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И КОНТРОЛИРОВАТЬ РАБОТУ БОЛЕЕ ТЫСЯЧИ СКВАЖИН.
ЗАВТРА ОНИ ПОМОГУТ НАМ ДИСТАНЦИОННО СТРОИТЬ СКВАЖИНЫ И РЕМОНТИРОВАТЬ ТРУБОПРОВОДЫ.
ЭТО НЕ ТОЛЬКО НОВЫЙ УРОВЕНЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ЭТО НОВЫЙ УРОВЕНЬ БЕРЕЖНОГО ОТНОШЕНИЯ К ПРИРОДНЫМ РЕСУРСАМ ЗЕМЛИ.
РЕКЛАМА.