

ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ – НОВЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ

СТР. 100

ФБУ ГКЗ:
ДИНАМИКА ДВИЖЕНИЯ ЗАПАСОВ

СТР. 184

ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ



ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Geology and subsoil use

Межотраслевой
научно-технический журнал
№ 3 ИЮНЬ 2022
Издается с апреля 2021 года

12+

УЧРЕДИТЕЛЬ

Евразийский союз экспертов по недропользованию

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

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

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

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

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

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

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

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

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

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

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

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

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

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

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

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

Д.Л. Никишин, заместитель директора ФБУ
«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,
заместитель главного редактора

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр-ЭСТАГео

В.Г. Браткова, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ»

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

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

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

В.А. Карпов, канд. геол.-мин. наук

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

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

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

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

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

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

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

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

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

А.Ю. Хопта, пресс-секретарь ФБУ «ГКЗ»

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

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

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

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

Руководитель – Александр Шабанов, shabanovbook@yandex.ru

Ведущий редактор – Валерий Карпов, valkarp@yandex.ru

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

119180, Москва, Большая Полянка, 55, стр. 1, пом. 1

Тел: +7 (985) 788 35 92

+7 (495) 959 37 27

www.eues.ru

shabanovbook@yandex.ru

reception_eues@eues.ru

Подписано в печать 24.06.2022

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 300 экз.

Перепечатка материалов журнала «Геология и
недропользование» невозможна без письменного разрешения
редакции.

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

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Тема номера

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ – НОВЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ

№ 3

июнь 2022

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГРАЗВЕДКА

- 4 Р.Ю. Дашков, Т.Н. Гафаров, Р.И. Пенязь, А.В. Данилов, С.В. Кириченко, Г.Р. Астафьева Особенности деятельности по согласованиям в области недропользования на шельфе: ведение разработки и утилизации отходов бурения на морских нефтегазоконденсатных месторождениях в условиях реализации СРП («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»)
- 12 А.В. Бембеев, В.А. Бембеев, О.В. Джамбиров, П.П. Камнев, Ю.Н. Муев Обоснование постановки региональных геолого-геофизических исследований, параметрического бурения в пределах территории Республики Калмыкия

- 28 О.А. Мазнев, В.И. Кокушев, А.Е. Кошанов Геометаллургическая модель месторождения Удокан
- 34 М.М. Шац Геотехнологические условия Айхальского ГОКа (Северо-Западная Якутия)
- 44 Е.Г. Корсунов, А.З. Романовский, В.С. Шапошников Актуальные вопросы оценки нефритовых месторождений Сибири

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- 64 И.В. Шпурев, М.Ю. Данько, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, И.В. Байков, О.Ю. Кашников, Р.И. Гатин, А.В. Ханов Методика моделирования технологических показателей добычи баженовской свиты без применения конечно-разностных сеточных моделей
- 74 М.Ю. Данько, А.Н. Шандрыгин, А.О. Дроздов, М.Р. Салихов, Т.А. Занкина, М.В. Евстафьева, Д.Г. Наймушин, И.П. Мокропуло, Н.В. Сивак Методика раздельного учета добычи нефти для совместно разрабатываемых пластов с использованием данных промысловой геофизики и гидродинамического моделирования
- 84 Ю.А. Нишкевич, Д.А. Рябец, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Е.А. Симаков Опыт организации роботизированных систем управления заводнением в алгоритмах искусственного интеллекта при оптимизации разработки высоководненных залежей
- 94 В.Р. Байрамов, В.Ю. Огорельцев, Я.Г. Коваль, О.Г. Нарожный Химические методы увеличения нефтеотдачи в ПАО «Сургутнефтегаз». Этапы развития и перспективы

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

- 100 И.В. Шпурев, В.Г. Браткова, Н.И. Базаревская Трудноизвлекаемые запасы – комплексный подход к администрированию льготируемых параметров
- 110 И.С. Гутман, М.С. Спасенных, Е.В. Козлова, В.И. Кочикьянц, А.М. Бондина Отнесение запасов на объектах углеводородного сырья к трудноизвлекаемым (ТРИЗ) на основе комплекса геолого-промышленных, петрофизических, литологических и геохимических исследований. Часть 2
- 124 А.П. Бачков, В.Г. Базаревская, С.Е. Войтович, Р.Р. Ханбикова Залежи доманиковых продуктивных отложений – трудноизвлекаемые или традиционные запасы?
- 134 Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, А.Р. Галиева, Н.Д. Гачегова Роль научных исследований в адекватности подсчетов запасов уникальных месторождений России (ПАО «Газпром»)
- 146 Е.В. Аксенова, Ф.С. Завалин, А.В. Кузнецов, Д.А. Листойкин, А.Г. Лаптей, Е.П. Сайтова, М.В. Чарупа, С.В. Новиков, Н.М. Свижнущин Использование методов ГДК-ОПК на примере сопоставления исследований скважин в открытом стволе и в колонне для обоснования промышленных запасов УВС при постановке на Госбаланс (суша). Предложения по оптимизации методики

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

- 154 Я.Г. Грибик Репоисковые работы на нефть на важных объектах Припятского прогиба
- 176 М.З. Рачинский К проблеме нисходящей миграции флюидов

НОВОСТИ РОСНЕДРА

- 182 Учрежден Фонд развития детско-юношеского и молодежного геологического образования «Юный геолог»
- 184 О.В. Трофимова ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов
- 186 Т.П. Линде Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых
- 190 Л.Г. Колова Новости ЕСОЭН

www.surgutneftegas.ru



СУРГУТНЕФТЕГАЗ



GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

- 4 R.Yu. Dashkov, T.N. Gafarov, R.I. Penyaz, A.V. Danilov, S.V. Kirichenko, G.R. Astafieva Features of Coordination Activities in the Field of Offshore Subsoil Use: Development and Utilization of Drilling Waste at Offshore Oil and Gas Condensate Fields Under the Conditions of PSA Implementation (Sakhalin Energy Investment Company Ltd.)
- 12 A.V. Bembeev, V.A. Bembeev, O.V. Jambinov, P.P. Kamnev, Yu.N. Muev Justification for Setting up Regional Geological and Geophysical Studies, Parametric Drilling within the Territory of the Republic of Kalmykia
- 28 O.A. Maznev, V.I. Kokushev, A.E. Koshanov Geometallurgical Model of the Udkan Deposit
- 34 M.M. Shatz Geotechnological Conditions of the Aikhal GOK (North-West Yakutia)
- 44 E.G. Korsunov, A.Z. Romanovsky, V.S. Shaposhnikov Topical Issues in the Assessment of Jade Deposits in Siberia
- GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION**
- 64 I.V. Shpurov, M.Yu. Danko, L.S. Brilliant, A.S. Zavyalov, I.V. Baikov, O.Yu. Kashnikov, R.I. Gatin, A.V. Khanov Technique for Modeling the Technological Parameters of the Production of the Bazhenov Formation without the Use of Finite-difference Grid Models
- 74 M.Yu. Danko, A.N. Shandrygin, A.N. Drozdov, M.R. Salikhov, T.A. Zankina, M.V. Evstafyeva, D.G. Naymushin, I.P. Mokropulo, N.V. Sivak Methodology for Separate Accounting of Oil Production for Jointly Developed Reservoirs Using Production Geophysics and Hydrodynamic Modeling Data
- 84 Yu.A. Nishkevich, D.A. Ryabez, L.S. Brilliant, A.S. Zavyalov, E.A. Simakov Experience in Organizing Robotic Waterflooding Control Systems in Artificial Intelligence Algorithms in Optimizing the Development of Highly Watered Deposits
- 94 V.R. Bairamov, V.Yu. Ogoreltsev, Ya.G. Koval, O.G. Narozhny Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery in Surgutneftegaz PJSC. Stages of Development and Prospects
- GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE**
- 100 I.V. Shpurov, V.G. Bratkova, N.I. Bazarevskaya Hard-to-recover Reserves – an Integrated Approach to the Administration of Preferential Parameters

110 I.S. Gutman, M.Yu. Spasennykh, E.V. Kozlova, V.I. Kochikyants, A.M. Bondina Classification of Reserves at Hydrocarbon Sites as Hard-to-recover (HRR) Based on a Complex of Geological and Field, Geophysical, Petrophysical, Lithological and Geochemical studies. Part 2

- 124 A.P. Bachkov, V.G. Bazarevskaya, S.E. Voitovich, R.R. Khanbikova Are Domanik Productive Sediments Unconventional or Conventional Reserves?
- 134 E.E. Polyakov, I.V. Churikova, A.R. Galiyeva, N.D. Gachegeva The Role of Scientific Research in the Adequacy of Reserves Estimates for Russia's Unique Fields (Gazprom PJSC)
- 146 E.V. Aksenova, F.S. Zavalin, A.V. Kuznetsov, D.A. Listoykin, A.G. Laptei, E.P. Saitova, M.V. Charupa, S.V. Novikov, N.M. Svhushnushin The Use of GDK-OPK Methods on the Example of Comparing Wells in an Open Hole and in a Column to Justify Industrial Reserves of Hydrocarbons when They are Put on the State Balance (Onshore). Suggestions for Optimizing the Methodology

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

- 154 Ya.G. Gribik Reprospecting for Oil at Important Facilities of the Pripyat Trough
- 176 M.Z. Rachinsky Downward Migration of Fluids: Critical Analysis

NEWS OF THE FEDERAL AGENCY FOR SUBSOIL USE

- 182 The Foundation for the Development of Children, Youth and Youth Geological Education "Young Geologist" was established
- NEWS**
- 184 O.V. Trofimova State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves
- 186 T.P. Linde The results of the examination of the reserves of mineral deposits
- 190 L.G. Kolova EUES news



Р.Ю. Дашков
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.¹
главный исполнительный директор



Т.Н. Гафаров
Сахалин Энерджи Инвестмент
Компани Лтд.¹
технический директор



Р.И. Пенязь
Сахалин Энерджи Инвестмент
Компани Лтд.¹
заместитель начальника
департамента инженерно-
технического обеспечения –
начальник управления по
планированию и согласованиям



А.В. Данилов
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.¹
заместитель начальника отдела по
правовому сопровождению
производственных вопросов, согласованиям
и судебной практике



С.В. Кириченко
Сахалин Энерджи Инвестмент
Компани Лтд.¹
начальник отдела по согласованиям
и прогнозированию



Г.Р. Астафьева
Сахалин Энерджи Инвестмент
Компани Лтд.¹
главный специалист по
согласованиям в области
недропользования

Особенности деятельности

по согласованиям в области недропользования на шельфе:
ведение разработки и утилизации отходов бурения на морских
нефтегазоконденсатных месторождениях в условиях реализации
СРП («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»)

¹Россия, Южно-Сахалинск, 693020, ул. Дзержинского, 35; ask@sakhalinenergy.ru.

Статья содержит краткую информацию о нефтегазовом проекте «Сахалин-2», оператором которого является компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». Авторы рассматривают особенности реализации проекта «Сахалин-2» в области закачки отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр с учетом российского законодательства. Статья предназначена для широкого круга специалистов компаний-недропользователей, научных, производственных и проектных организаций, обеспечивающих рациональное пользование недрами

Ключевые слова: недропользование; законодательство; лицензия; недра; шельф; месторождение; нефть; газ; запасы; отходы бурения

За

более чем 90-летний период интенсивной добычи месторождения углеводородов на суше Сахалина практически исчерпаны – этот процесс достиг пика к 1968 г. В это время начались разведочные работы на сахалинском шельфе. В 1970–1980-х гг. Дальневосточная морская экспедиция разведочного бурения открыла более 30 месторождений углеводородов на северо-восточном шельфе острова. Для их разработки в последнем десятилетии XX века было создано несколько проектов под общим названием «Сахалин».

В начале 1990-х годов предполагалось, что эти проекты будут разрабатываться иностранными инвесторами и операторами в рамках соглашений о разделе продукции (СРП) – к заключению планировалось несколько таких соглашений. Однако до реализации дошли лишь проекты «Сахалин-1» (компания-оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед») и «Сахалин-2» (компания-оператор – «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» или «Сахалин Энерджи»).

Нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи» ведет освоение Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

Разработка месторождений осуществляется на условиях СРП [1], заключенного между «Сахалин Энерджи» и Российской Федерацией (в лице Правительства РФ и администрации Сахалин-

ской области) в июне 1994 г., еще до принятия закона Российской Федерации «О соглашениях о разделе продукции» [2]. Это соглашение стало первым СРП в России, а проект «Сахалин-2» – первым шельфовым проектом в России.

«Сахалин Энерджи» осуществляет производственную деятельность в полном соответствии с требованиями российского законодательства о недропользовании [3], с особенностями, установленными положениями СРП.

СРП является долгосрочным договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиск, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск. Соглашение определяет все необходимые условия, связанные с использованием недрами, а также предусматривает условия и порядок раздела произведенной продукции между его сторонами.

Такие особенности реализации проекта «Сахалин-2» оказывают непосредственное влияние на деятельность компании в области геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, охраны недр, закачки отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр и применяются в комплексе с действующим российским законодательством в области недропользования.

Продление срока действия лицензий

Освоение Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с лицензиями на недропользование (разведку и добычу), которые были выданы «Сахалин Энерджи» в 1996 г. сроком на 25 лет. При этом положения СРП предусматривают право продления лицензий на последовательные пятилетние периоды.

В 2020 г., на год раньше истечения первичного срока действия лицензий и впервые в истории проекта «Сахалин-2», в соответствии с условиями СРП срок действия лицензий был продлен на последующие пять лет – до 19 мая 2026 г.

Порядок взаимодействия с Роснедрами как органом, выдавшим лицензии на недропользование, в целях продления срока действия лицензий положениями СРП детально не определен. В связи с этим, и несмотря на то, что требуемые мероприятия были определены Административным регламентом [4], практически за три года до окончания первичного срока действия лицензий были инициированы консультации с представителями Российской стороны и Роснедр.



Рис. 1.
Памятник истории сахалинской нефтедобычи –
«Вышка Зотова», г. Оха, 1933 г.

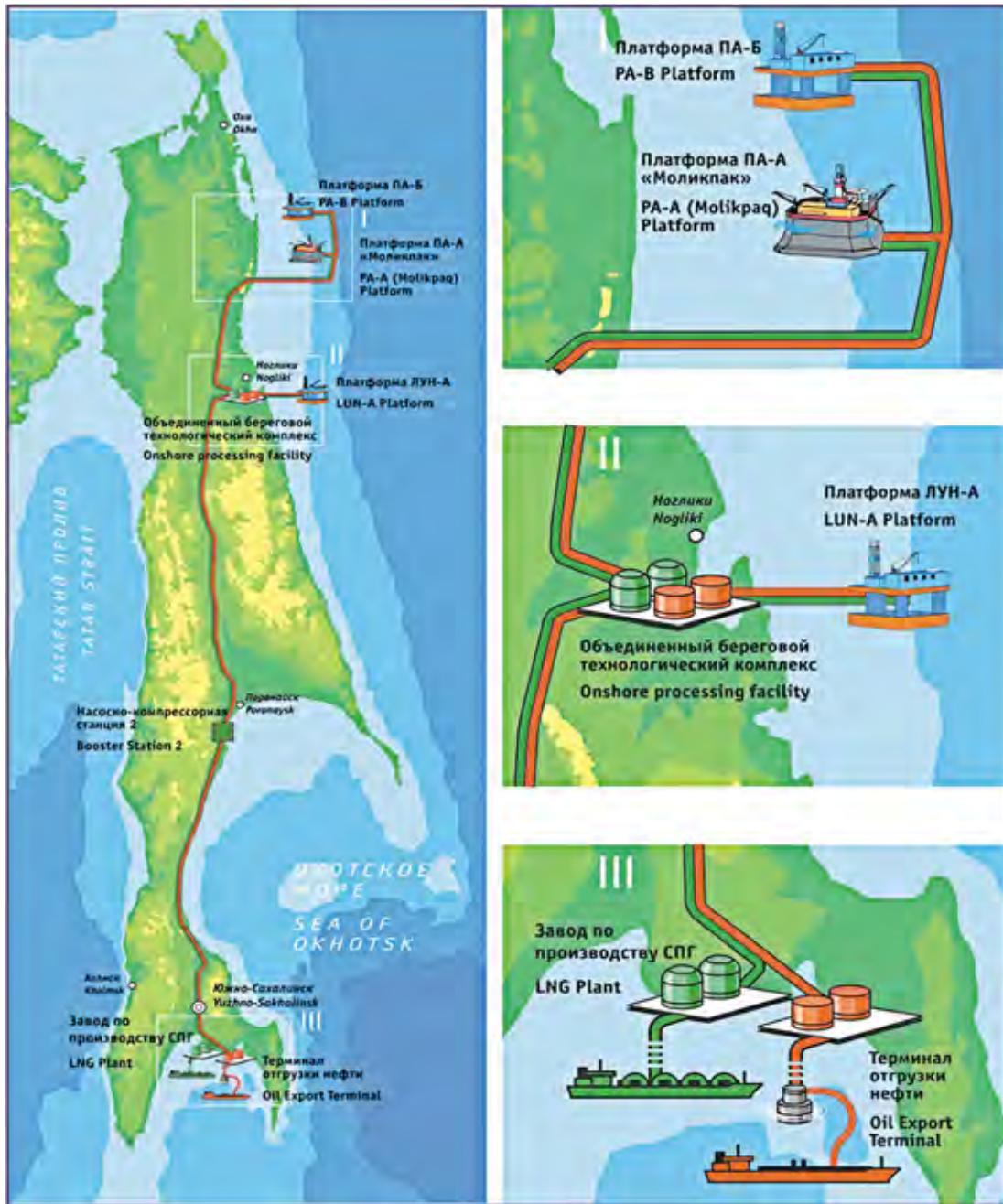


Рис. 2.
Инфраструктура проекта «Сахалин-2»

Заблаговременный подход к процессу продления сроков действия документов обусловлен новизной процедур и неприменимостью стандартных подходов к решению отдельных вопросов, как это происходило бы в случае традиционных российских нефтегазовых компаний. Как показала практика, процесс продления сроков действия лицензий потребовал выполнения целого комплекса мероприятий и временных затрат.

Для организации процесса была создана Рабочая группа из числа представителей про-

фильных подразделений, составлен график мероприятий по продлению сроков действия лицензий, который был рассмотрен и согласован руководством «Сахалин Энерджи». Рабочей группой была инициирована официальная переписка с Роснедрами, состоялось несколько очных консультаций по вопросам порядка, сроков подачи, состава заявочных пакетов с учетом особенностей СРП и организации «Сахалин Энерджи».

В конце 2019 г., в соответствии с требованиями СРП, в Министерство энергетики Российской Федерации и правительство Сахалинской

области были направлены соответствующие уведомления о продлении сроков действия лицензий на разработку Пильтун-Астахского и Лунского месторождений. Наблюдательный совет «Сахалин Энерджи» также подтвердил согласие российской стороны на продление сроков действия лицензий.

Работа на опережение позволила сократить временные затраты на дополнительное межведомственное взаимодействие и на принятие положительного решения комиссией Роснедр по содержанию заявочных пакетов.

Подготовка к продлению сроков действия лицензий потребовала обстоятельной работы по оформлению многочисленных обосновывающих и подтверждающих документов, выписок и справок для формирования заявочных пакетов. Необходимо отметить особую важность своевременного контроля выполнения требований по рациональному недропользованию, Правил разработки [5] в части утвержденных в проектном документе уровней отборов углеводородов и фонда скважин, подготовку сведений о получении и исполнении предписаний Росприроднадзора в области недропользования, а также подтверждения об отсутствии задолженности перед ФГБУ «Росгеолфонд» по предоставлению работ по геологическому изучению недр для долговременного хранения и о полном исполнении налоговых обязательств.

В результате благодаря заблаговременному и системному подходу к продлению срока действия лицензий было успешно и досрочно реализовано право продолжать разрабатывать Лунское и Пильтун-Астахское нефтегазоконденсатные месторождения до мая 2026 г.

В процессе продления срока действия лицензий на недропользование «Сахалин Энерджи» в очередной раз убедилась в высокой оценке проекта и недропользователя со стороны государства. При этом со стороны «Сахалин Энерджи» обозначено твердое намерение продолжать работы по эффективному освоению месторождений, повышая уверенность в стабильности, конкурентоспособности, инвестиционной привлекательности для акционеров, российской стороны и кредиторов.

Проектирование разработки месторождений, уточнение запасов углеводородов

По мере разбуривания и эксплуатации Пильтун-Астахского и Лунского месторождений, с приобретением новой геолого-промышленной информации регулярно возникает необходимость обновления геологических моделей месторождений, на основе которых уточняются геоло-

го-физическая характеристика залежей, запасы месторождений, гидродинамические модели и обновляются проектные технологические документы на разработку

При проектировании разработки используются передовые мировые практики освоения шельфовых месторождений, в том числе опыт высококвалифицированного иностранного персонала проекта «Сахалин-2».

Кроме подготовки стандартных подсчетов запасов и технических проектов на разработку, компания представляет ежегодный отчет по запасам углеводородов в соответствии со стандартами классификации *SPE-PRMS* (*Petroleum Resources Management System*), периодически обновляет Планы разработки месторождений, выполняемые по международным стандартам. Это позволяет учитывать как российские требования в области проектирования и контроля разработки, так и сопоставлять их с международными подходами и нормами. Но при этом основными действующими документами на разработку являются технические проектные документы, разрабатываемые и утверждаемые в соответствии с действующими российскими нормативными требованиями.

В процессе подготовки проектных документов проводятся консультации с экспертами ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» по возникающим вопросам, как правило, связанным со спецификой разработки шельфовых месторождений. Такое взаимодействие позволяет выполнить проектирование разработки на высоком качественном уровне и принять для реализации наиболее эффективные как по техническим, так и по экономическим параметрам варианты разработки.

Утилизация отходов бурения

«Сахалин Энерджи» имеет уникальный опыт размещения отходов бурения и других жидкостей в глубокие горизонты недр через специальные поглощающие скважины, пробуренные с морских нефтедобывающих платформ. Таким образом, при бурении скважин с платформ Пильтун-Астахская-А (ПА-А или «Моликпак»), Пильтун-Астахская-Б (ПА-Б), Лунская-А (ЛУН-А) обеспечивается «нулевой» сброс отходов в окружающую среду, буровые отходы и другие жидкости не сбрасываются в море. В установленном российским законодательством порядке «Сахалин Энерджи» разрабатываются и направляются для утверждения в ФБУ «ГКЗ» Роснедра отчеты по геологическому доизучению объектов размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр (геологические отчеты), в которых обосновываются интервалы

и объемы доменов под размещение отходов бурения и других жидкостей, параметры закачки и требования к составу и свойствам закачиваемых жидкостей [6].

Проектный документ (технический проект) на размещение отходов бурения и других жидкостей с обоснованием эксплуатационных характеристик согласовывается в территориальных органах Федерального агентства по недропользованию (Сахалиннедра).

На основании данных геологического отчета и проектного документа подрядной организацией разрабатывается специальный раздел ОВОС для прохождения государственной экологической экспертизы технического проекта в Федеральной службе по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор).

Систематический мониторинг закачки буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр осуществляется в целях выполнения обязательств по экологически безопасному ведению работ в соответствии с Планом мониторинга, согласованным в Сахалиннедрах.

Ежегодная обязательная отчетность представляется в территориальные органы Федерального агентства по недропользованию (Сахалиннедра) в виде ежегодного информационного отчета о размещении буровых отходов и других жидкостей в пластах горных пород.

Популяризация опыта применения инновационных технологий

«Сахалин Энерджи» занимает прочные позиции на рынке энергоресурсов, что позволило накопить солидный опыт в области освоения месторождений углеводородов и применения уникальных инновационных международных технологий, которыми компания охотно делится с нефтегазовыми компаниями РФ. В период 2020–2021 гг. две работы, представленные на Экспертно-техническом совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ЭТС «ГКЗ»), были встречены с большим интересом и одобрены.

Работа «Обобщение результатов сейсмомониторинга 4D на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях, выполненного в период 2010–2015 гг.» направлена на доказательство целесообразности использования данных 4D-сейсмомониторинга для усиления контроля разработки.

ЭТС «ГКЗ» было отмечено, что применение 4D-сейсмомониторинга на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях является актуальным и своевременным – по сути, первым примером проведения 4D-мониторинга на мелководном шельфе Российской Федерации.

ЭТС «ГКЗ» рекомендовал использование 4D-сейсмомониторинга в качестве дополнительного метода контроля разработки, позволяющего проводить на качественном уровне оценку подъема ГВК, зон внедрения прорывного газа газовых шапок, контурной воды и воды, закачиваемой для поддержания пластового давления (ППД); определять зоны локализации остаточных запасов для оптимизации расположения новых скважин и зарезки боковых стволов (ЗБС) из скважин, выполнивших свое назначение.

В июне 2021 г. на ЭТС «ГКЗ» состоялось рассмотрение работы «Анализ результатов внедренных и рекомендации по применению ранее не опробованных методов по ограничению водопритока, снижению степени выноса песка и разрушению пласта в призабойной зоне пластов Пильтун-Астохского месторождения». Работа была направлена на доказательство эффективности реализуемых мероприятий на Пильтун-Астохском месторождении, нацеленных на ограничение водопритока, снижение выноса песка и разрушения пластов в призабойной зоне. Авторами проанализирован широкий ряд методов, используемых для борьбы с вышеуказанными осложнениями на отечественных и зарубежных месторождениях, на основании чего выданы рекомендации для применения отдельных из них на Пильтун-Астохском месторождении. Работа была выполнена при активном участии и всесторонней поддержке члена ЦКР Роснедра по углеводородному сырью (УВС), Председателя Комиссии РАН по внедрению инновационных технологий, члена-корреспондента РАН Л.И. Твердохлебова и эксперта ФБУ «ГКЗ» Роснедра и ЕСОЭН, канд. наук Н. В. Глуховой.

В реалиях пандемии оба заседания ЭТС «ГКЗ» прошли в онлайн-формате, что подтвердило свою эффективность и, кроме того, оказалось удобным для сахалинских специалистов, учитывая значительную удаленность Сахалина от Москвы.

«Сахалин Энерджи» имеет эффективную практику участия в интерактивных конференциях и семинарах, проводимых ФБУ «ГКЗ» и ЕСОЭН, на которых участники-эксперты дают информацию об изменениях нормативно-правовых актов в области недропользования со своей стороны, а также активно привлекают недропользователей к обсуждению готовящихся изменений. В 2022 г. проведено обучение более 20 сотрудников компании по программе «Эксперт в сфере недропользования», что позволит в дальнейшем транслировать опыт разработки месторождений на шельфе на широкие площадки ФБУ «ГКЗ», а также использовать богатейший опыт экспертного сообщества при проектирова-

нии и повышении эффективности освоения месторождений «Сахалин Энерджи».

Взаимодействие с государственными органами контроля и надзора

Информация о реализации проекта «Сахалин-2», в частности о выполнении проектных документов, по запросам аудиторов и акционеров регулярно направляется «Сахалин Энерджи» в виде отчетов в государственные органы: Роснедра (ФБУ «ГКЗ», ЦКР Роснедра по УВС, Сахалиннедра, Севзапнедра), Ростехнадзор (Сахалинское управление, федеральный уровень), Счетную палату РФ в рамках ежегодного аудита финансовой деятельности, представляется на заседаниях Наблюдательного совета.

В соответствии с российским законодательством «Сахалин Энерджи» взаимодействует с компетентными государственными органами контроля и надзора. Надзорная деятельность государства регламентируется «Положением о государственном надзоре за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр» [7], которым определены органы, осуществляющие государственный геологический надзор, их полномочия, права, обязанности и порядок работы.

Государственный геологический надзор осуществляется Федеральной службой по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) (орган государственного геологического надзора), Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) (орган государственного горного надзора) и их территориальными представительствами во взаимодействии с иными контролирующими органами.

Система государственного контроля и надзора включает в себя также ежегодный аудит Счетной палаты РФ, в компетенцию которой входит организация и контроль за целевым и эффективным использованием средств. В рамках аудитов «Сахалин Энерджи» эффективно взаимодействует с контрольными органами, предоставляя все требуемые документы и информацию.

В соответствии со ст. 24 Закона РФ «О недрах»⁴ «Сахалин Энерджи», выступая нефтегазовой компанией, согласовывает планы развития горных работ по Пильтун-Астохскому и Лунскому месторождениям, рассмотрение и согласование которых осуществляется Сахалинским управлением Ростехнадзора.

Мониторинг соблюдения требований в области недропользования

Мониторинг соблюдения требований и деятельность по согласованиям в области недропользования осуществляется в «Сахалин Энерджи» отделом по согласованиям в области недропользования и прогнозированию. Отдел обеспечивает сопровождение широкого перечня вопросов, связанных с недропользованием: продление сроков действия лицензий, контроль соблюдения лицензионных соглашений (применительно к лицензиям на размещение буровых отходов и других жидкостей), подготовка проектной документации и иной отчетности, взаимодействие с Роснедрами, ФБУ «ГКЗ» по различным вопросам разработки и проектирования, подготовка статистической отчетности, мониторинг изменений российского законодательства, связанных с использованием недр.

Исторически сложилось так, что технический директорат «Сахалин Энерджи», имея в своем арсенале высококлассных специалистов в области геологии и разработки, преимущественно своими силами выполняет работы по подсчету запасов и проектированию разработки – составлению технических проектов и их защите в Государственной комиссии по запасам ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедра по УВС. Таким образом, уже с момента проработки проектных решений они проверяются на предмет соответствия требованиям, а в дальнейшем, после утверждения проектного документа, осуществляется контроль выполнения проектных решений. Внутренние планы по добыче на ежеквартальной, а по бурению на ежемесячной основе соотносятся с прогнозом добычи и графиками бурения утвержденных проектных документов. В случае необходимости на уровне директората принимаются оперативные решения по корректировке плана добычи и бурению или по обновлению проектного документа. Кроме уровней добычи и графика бурения, ведется контроль выполнения программы геолого-технических мероприятий, исследований скважин.

Решения по отдельным проектам, планируемым и реализующимся в «Сахалин Энерджи», принимаются с использованием механизма Совета по принятию решений (СПР). Любой проект проходит несколько этапов – «Определение», «Оценка», «Выбор», «Принятие решения», которые характеризуются уровнем проработки (зрелости). В рамках СПР принимаются решения практически по всем направлениям деятельности: по бурению новых скважин, программам ГТМ и геолого-промышленных исследований, реализации различных проектов оптимизации существующих объектов инфраструктуры или строительства новых и т.д. При подготовке к СПР, согласно внутренним процедурам, на вопросы соблюдения требований в области недропользования обращается особое внимание.

Например, при принятии решения о бурении скважин контролируется их местоположение, сроки ввода, вскрываемые интервалы и тип заканчивания в сравнении с утвержденными проектными документами, в целом оценивается соответствие программы бурения объемам ввода новых скважин. При рассмотрении программы геологического-промышленных исследований скважин проверяется ее соответствие «Программе исследовательских работ, в том числе доразведки» действующего проектного документа. Любые отклонения оцениваются с точки зрения соответствия требованиям Правил разработки⁴ и действующих проектных документов. В случае необходимости планы корректируются или предлагаются компенсирующие мероприятия. Аналогичная работа проводится при сопровождении работ, связанных с размещением буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр.

Выводы

Следует отметить, что в своей деятельности компания «Сахалин Энерджи» руководствуется, в первую очередь, действующим российским законодательством и актами российских государственных органов в области недропользования. Вопросы, возникающие в процессе реализации СРП¹ и не регламентированные российским законодательством, находят свое разрешение в рамках консультаций с российской стороной.

Обстоятельная и методичная работа в рамках активно меняющегося российского законодательства позволяет комплексно подходить к решению задач в области соблюдения требований недропользования и предпринимать оперативные шаги во избежание нарушений и рисков. В конечном итоге это обеспечивает бесперебойную эффективную работу по добыче и сбыту углеводородов, а также созданию необходимой инфраструктуры с выгодой для акцио-

неров «Сахалин Энерджи», Российской Федерации и Сахалинской области.

В подтверждение эффективности своей деятельности компания «Сахалин Энерджи» много-кратно отмечена наградами Министерства энергетики РФ и различных общероссийских конкурсов. В последние годы компания уверенно держит лидерские позиции в области экологического рейтинга, производительности труда, социальной ориентированности, инновационного развития и др.

В своей деятельности «Сахалин Энерджи» использует лучшие практики российских и зарубежных технологий и получает высокие оценки и признание акционеров в сфере технологической безопасности и надежности работы оборудования. Так, компания занимает верхнюю строчку в рейтинге надежности газовой системы международного оператора. За выдающиеся достижения в области обеспечения целостности скважин в 2020 г. «Сахалин Энерджи» получила высокую оценку от профильных руководителей международного концерна по направлениям «Технология добычи», «Бурение скважин» и признана лучшей в номинации «Целостность скважин».

В 2020 г. «Сахалин Энерджи» присвоена наивысшая категория А+ («Лидеры») в рамках рейтинга ежегодного проекта «Лидеры корпоративной благотворительности» Ассоциации грантодающих организаций «Форум Доноров» в партнерстве с компанией EY в России и ИД «Коммерсантъ».

Также в 2020 г. «Сахалин Энерджи» присвоен класс А1 в первом антикоррупционном рейтинге российского бизнеса, проводимом Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП). Это высший класс для оценки деятельности бизнеса в вопросах противодействия взяточничеству и коррупции и внедрения корпоративной системы деловой этики. В 2021 г. компания подтвердила свой результат в рейтинге. **❶**

Литература

- Соглашение о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции (Российская Федерация и «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», июнь 1994 г.). Доступно на: <https://base.garant.ru/12119838/56ae36fc84d31bc2f9c0b07177fa16a9/> (обращение 14.06.2022).
- Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995 № 225-ФЗ. Доступно на: <https://base.garant.ru/10105771/> (обращение 14.06.2022).
- Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: <https://base.garant.ru/10104313/> (обращение 14.06.2022).
- Административный регламент Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий, и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр (утвержден приказом Минприроды России от 29.09.2009 № 315). Доступно на: <https://base.garant.ru/12172539/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33/> (обращение 14.06.2022).
- Правила разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356). Доступно на: <https://base.garant.ru/71475396/> (обращение 14.06.2022).

6. Постановление Правительства РФ от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение». Доступно на: <https://base.garant.ru/12138835/> (обращение 14.06.2022).

7. Положение о государственном надзоре за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 12.05.2005. № 293). Доступно на: <https://base.garant.ru/12140080/> (обращение 14.06.2022).

UDC 553.98:550.8

R.Yu. Dashkov, Chief Executive Officer, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, roman.dashkov@sakhalinenergy.ru

T.N. Gafarov, Technical Director, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, timur.gafarov@sakhalinenergy.ru

R.I. Penyaz, Deputy Head of the Engineering and Technical Support Department – Head of the Planning and Approval Department, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, Roman.Penyaz@sakhalinenergy.ru

A.V. Danilov, Deputy Head of the Department for Legal Support of Production Issues, Approvals and Judicial Practice, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, Andrey.Danilov@sakhalinenergy.ru

S.V. Kirichenko, Head of Department for Coordination and Forecasting, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, Sergey.Kirichenko@sakhalinenergy.ru

G.R. Astafieva, Chief Specialist for Approvals in the Field of Subsoil Use, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.¹, Gulnara.Astafieva@sakhalinenergy.ru

¹35 Dzerzhinsky str, Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russia.

Features of Coordination Activities in the Field of Offshore Subsoil Use: Development and Utilization of Drilling Waste at Offshore Oil and Gas Condensate Fields Under the Conditions of PSA Implementation (Sakhalin Energy Investment Company Ltd.)

Abstract. The article contains brief information about the Sakhalin-2 oil and gas project implemented on Sakhalin Island under the terms of the product sharing agreement, the operator of which is Sakhalin Energy Investment Company Ltd. The company conducts activities in the field of geological research, exploration and extraction of hydrocarbon raw materials, protection of subsoil, injection of drilling waste and other liquids into deep subsoil horizons. The authors consider the features of the implementation of the Sakhalin-2 project in the conditions of Russian legislation in the field of subsoil use. The article is intended for a wide range of specialists of subsoil users, scientific, production and design organizations that ensure rational use of subsoil.

Keywords: subsoil use; legislation; license; subsoil; shelf; field; oil; gas; reserves; drilling waste.

References

1. *Soglashenie o razrabotke Pil'tun-Astokhskogo i Lanskogo mestorozhdenii nefti i gaza na usloviakh razdela produktii (Rossiiskaia Federatsia i «Sakhalin Enerdzhi Investment Kompani Ltd.», iiun' 1994 g.)* [Agreement on the development of the Piltun-Astokhskoye and Lunskoye oil and gas fields on a production sharing basis (the Russian Federation and Sakhalin Energy Investment Company Ltd., June 1994)]. Available at: <https://base.garant.ru/12119838/56ae36fc84d31bc2f9c0b07177fa16a9/> (accessed 14 June 2022).
2. *Federal'nyi zakon «O soglaseniakh o razdelenii produktii» ot 30.12.1995 № 225-FZ* [Federal Law No. 225-FZ dated December 30, 1995 “On Production Sharing Agreements”]. Available at: <https://base.garant.ru/10105771/> (accessed 14 June 2022).
3. *Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 «O nedrakh»* [Law of the Russian Federation of February 21, 1992 No. 2395-1 “On Subsoil”]. Available at: <https://base.garant.ru/10104313/> (accessed 14 June 2022).
4. *Administrativnyi reglament Federal'nogo agentstva po nedropol'zovaniyu po ispolneniiu gosudarstvennykh funktsii po osushchestvleniiu vydachi, oformleniya i registratsii litsenziy na pol'zovanie nedrami, vnesenii izmenenii i dopolenii v litsenziu na pol'zovanie uchastkami nedr, a takzhe pereformenii litsenziy, i priinatii, v tom chisle po predstavleniiu Federal'noi sluzhby po nadzoru v sfere prirodopol'zovaniia i inykh upolnomochennykh organov, reshenii o dosrochnom prekrashchenii, pristanovlenii i ogranicenii prava pol'zovaniia uchastkami nedr (utverzhden prikazom Minprirody Rossii ot 29.09.2009 № 315)* [Administrative regulations of the Federal Agency for Subsoil Use for the performance of state functions for the issuance, execution and registration of licenses for the use of subsoil, amendments and additions to licenses for the use of subsoil plots, as well as renewal of licenses, and acceptance, including on the proposal of the Federal Service on supervision in the field of nature management and other authorized bodies, decisions on early termination, suspension and restriction of the right to use subsoil plots (approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated September 29, 2009 No. 315)]. Available at: <https://base.garant.ru/12172539/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33/> (accessed 14 June 2022).
5. *Pravila razrabotki mestorozhdenii ulyglevodorodnogo syr'ia (utverzhden prikazom Minprirody Rossii ot 14.06.2016 № 356)* [Rules for the development of hydrocarbon deposits (approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated June 14, 2016 No. 356)]. Available at: <https://base.garant.ru/71475396/> (accessed 14 June 2022).
6. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 11.02.2005 № 69 «O gosudarstvennoi ekspertize zapasov poleznykh iskopaemykh i podzemnykh vod, geologicheskoi informatsii o predostavliaemykh v pol'zovanie uchastkakh nedr, razmere i poriadke vzimaniia platy za ee provedenie»* [Decree of the Government of the Russian Federation of 11.02.2005 No. 69 “On state expertise of mineral reserves and groundwater, geological information on subsoil plots provided for use, the amount and procedure for charging fees for its implementation”]. Available at: <https://base.garant.ru/12138835/> (accessed 14 June 2022).
7. *Polozhenie o gosudarstvennom nadzore za geologicheskim izucheniem, ratsional'nym ispol'zovaniem i okhranoi nedr (utverzhdeno postanovleniem Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 12.05.2005. № 293)* [Regulations on State Supervision over Geological Exploration, Rational Use and Protection of Subsoil (approved by Decree of the Government of the Russian Federation dated May 12, 2005 No. 293)]. Available at: <https://base.garant.ru/12140080/> (accessed 14 June 2022).



А.В. Бембеев
канд. геол.-мин. наук
ФГБУ «ВНИГНИ»
Южный филиал¹
ведущий инженер группы сопровождения
ГРР
эксперт ЕСОЭН
geologkn@mail.ru

В.А. Бембеев
ООО НК «Юганефтепром»²
геолог 1 категории



О.В. Джамбайев
Правительство Республики Калмыкия
Министерство природных ресурсов и охраны
окружающей среды³
Министр
priemnaya@kalmpriroda.ru



П.П. Камнев
АО «Астраханская геофизическая
экспедиция»⁴
генеральный директор



Ю.Н. Муев
ФГБУ «ВНИГНИ»
Апрелевский филиал⁵
инженер Северо-Кавказского
участка

Обоснование постановки региональных геолого-геофизических исследований, параметрического бурения в пределах территории Республики Калмыкия

¹Россия, 357633, Ставропольский край, Ессентуки, пер. Садовый, 4а.

²Россия, 115035, Москва, Большая Ордынка, 3, офис 14.

³Россия, Республика Калмыкия, 358011, Элиста, ул. Номто Очирова, 15.

⁴Россия, 414024, Астрахань, ул. Ширяева, 4.

⁵Россия, 143360, Московская область, г. Апрелевка, ул. 1-я Кетрица, 1.

Поиск путей дальнейшего укрепления сырьевой базы в рамках обеспечения национальной безопасности Российской Федерации напрямую связан с поиском и разведкой нефти и газа на территории Республики Калмыкия не только на традиционной глубине 2,5 км, но и на больших глубинах, организацией поисковых работ новых нефтегазоносных объектов. В настоящее время имеются не только теоретические предпосылки для практического решения вопроса о промышленной нефтегазоносности пород фундамента с позиций обеих теорий происхождения нефти. Геологическими объектами в породах фундамента могут быть зоны глубинных разломов (и их пересечения), зоны дробления, дезинтеграции и выщелачивания, зоны разуплотнения и т.п. Обнаруженные в породах фундамента отложения и залежи (несколько сотен) свидетельствуют о наличии резервуаров-коллекторов и чехлов как в приповерхностной зоне (коры выветривания: площадные и линейные), так и в ее толщах (зоны повышенной трещиноватости, разуплотнения и т.д.). Авторы придают исключительное значение разломно-блоковой тектонике

Ключевые слова: геологоразведочные работы; нефтегазоносность; вал Карпинского; породы фундамента; глубинный разлом; параметрическая скважина; комплексная программа изучения перспектив нефтегазоносности

Поиск путей дальнейшего укрепления сырьевых ресурсов в рамках обеспечения национальной безопасности Российской Федерации напрямую связан с поисками и разведкой нефти и газа на территории Республики Калмыкия не только на традиционных глубинах в 2,5 км, но и на больших глубинах, организацией поисковых работ новых нефтегазоносных объектов. Наступила пора интенсивного, всестороннего изучения и освоения пород кристаллического и метаморфического фундамента, поскольку нефтегазовая разведка рискует оказаться не готовой к поискам нефти и газа в породах фундамента ни в техническом, ни в научном отношениях.

На настоящий момент имеются не только теоретические предпосылки для практического решения вопроса промышленной нефтегазоносности пород фундамента с позиций обеих теорий (или гипотез) происхождения нефти. Геологическими объектами в породах фундамента могут быть зоны глубинных разломов (и их пересечения), зоны дробления, дезинтеграции и выщелачивания, зоны разуплотнения и др. Месторождения и залежи, открытые в породах фундамента (несколько сот), свидетельствуют о наличии емкостей – коллекторов и покрышек как в приповерхностной зоне (коры выветривания: площадные и линейные), так и в его толще (зоны повышенной трещиноватости, разуплотнения и др.).

Авторы настоящего обоснования придают исключительно важное значение разломно-блочковой тектонике. В качестве признаков генетической связи нефтяных и газовых месторождений с зонами глубинных разломов (по И.И. Чебаненко) следует выделять:

- вторичное залегание всех известных месторождений нефти и газа;
- единственно возможными путями механического перемещения нефтяного вещества могут быть только зоны разломов и участки повышенной трещиноватости горных пород;
- преобладание вертикальной и субвертикальной миграции нефтяного вещества;
- преимущественно столбчатый характер строения большинства нефтяных месторождений;
- широкий стратиграфический интервал (от докембрийских до четвертичных отложений) нахождения месторождений;
- обнаружение скоплений нефти в нижних горизонтах осадочного чехла и в породах подстилающего кристаллического фундамента;
- наличие вертикальной зональности в характере распределения нефтяного вещества.

В результате изучения материалов различных территорий были сделаны следующие выводы:

- с точки зрения разломно-блочковой тектоники, общая нефтегазоносность земной коры значительно увеличивается;
- признание структурно-генетических связей месторождений нефти и газа с зонами глубинных разломов делает поиски более целенаправленными, что расширяет возможности нахождения новых месторождений;
- методика разломно-тектонического анализа структуры земной коры позволяет успешно вести поиски и разведку нефтяных месторождений не только в геосинклинальных и субгеосинклинальных, но и на платформенных областях, где нет так называемых нефтепроизводящих свит;
- наиболее благоприятными местами концентрации нефтяных и газовых месторождений являются, во-первых, полосы резко выраженных и долго живущих зон разломов, таких как, например, зоны бортовых разломов Днепровско-Донецкого ровообразного прогиба или полоса тектонических нарушений, ограничивающая юго-западный край Русской платформы и, во-вторых, участки сочленения и пересечения сопряжённых систем региональных разломов, основными из которых являются северо-западные (305–315°) и северо-восточные (35–45°).

Глубинные разломы и образуемые ими блоки – это лишь наиболее сильно выраженная форма трещиноватости и тектонической делимости земной коры. Ширина зон разрывных нарушений, по И.И. Чебаненко, определяется исходя из её протяжённости (при длине 300–500 км ширина – 5–10 км, при длине более 1000 км ширина – 50–80 км). Ширина бортовых разломов Днепровско-Донецкого авлакогена – 20–25 км.

Представленная на *рис. 1* в пределах Бузгинского блока сейсмическая волновая картина отличается уверенными отражениями в мезо-кайнозойской толще и фрагментарным прослеживанием осей синфазности в палеозойской толще. Значительные углы наклона, многочисленные тектонические нарушения и зоны трещиноватости осложняют волновую картину. Выявление отражающих горизонтов в палеозойской толще оказалось возможным при применении методик сейсмических наблюдений, повышающих горизонтальную разрешенность при наличии надёжной скважинной привязки на основе специальная миграционной обработки – технологии «Параметрической развёртки отображения» (АО «Пангея»), что позволяет уточнить скоростную характеристику палеозойской толщи и повысить

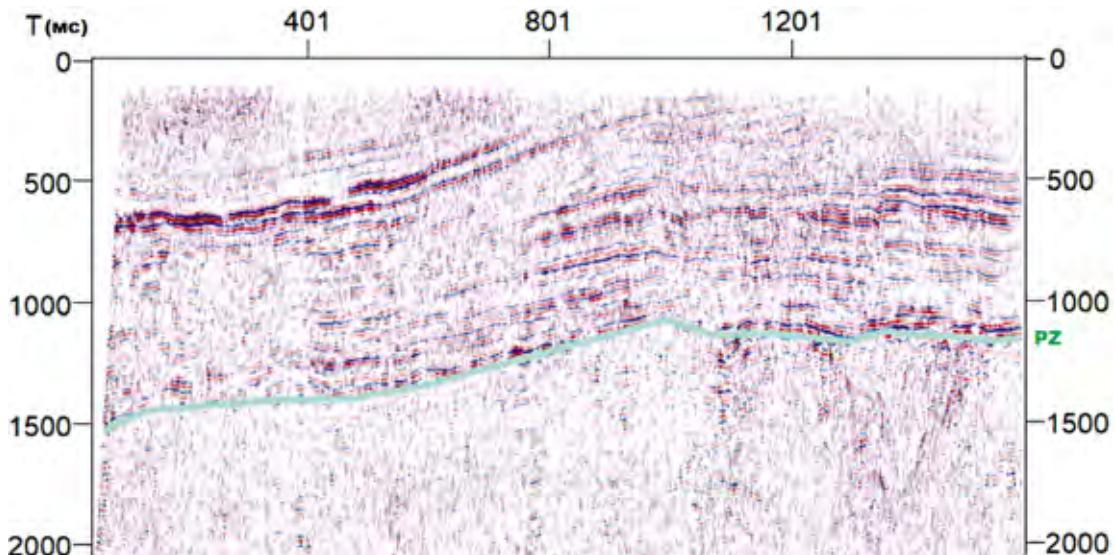


Рис. 1.

Временной сейсмический разрез по профилю PS0010391 восточнее скв. № 1-Бурульская

пролеживаемость отражений круто падающих границ.

Бурение сверхглубинных и параметрических скважин, вскрывающих значительные мощности кристаллических и метаморфических пород, показало чередование плотных и трещиноватых участков на огромных глубинах от поверхности фундамента. Трещиноватость и углеводороды в Кольской скважине установлены даже в интервале 11–12 км. До настоящего времени не установлен нижний предел промышленной нефтегазоносности фундамента, что предполагает его большие потенциальные возможности. В настоящее время промышленная нефтегазоносность кристаллических и метаморфических пород фундамента достигла 1000 м от поверхности фундамента.

Палеозойские отложения вала Карпинского, по П.А. Карпову, О.Г. Бражникову и др. (1987), с позиций осадочно-миграционной теории относятся к газопроизводящим. Не исключается и возможность образования нефтяных залежей.

На валу Карпинского и прилегающем с юга Восточно-Манычском прогибе залежи нефти и газа в палеозойских образованиях в первичном залегании встречены быть не могут. Но многие геологи исследователи не исключают на этой территории обнаружение вторичных залежей углеводородов, связанных с корой выветривания палеозойских пород. Для её изучения авторы предлагают углubление скважин в фундамент на 100–200 м. Триас на валу Карпинского присутствует в понижениях складчатого палеозойского фундамента (по данным сейморазведки).

Перспективы поисков нефти и газа в зонах глубинных разломов фундамента на валу Карпинского

Вал Карпинского по данным ряда авторов (Капустин И.Н. и др., 1986) принадлежит Скифской эпигерцинской плите, консолидация фундамента которой произошла в карбоне (305–340 млн лет). Граница между Скифской и Русской плитами проходит в пределах Каракульско-Смушковской зоны дислокаций, являющейся восточной частью протяжённой Донбасско-Астраханской покровно-надвиговой зоны (Барановичско-Астраханский разлом, северное краевое нарушение). Породы, вскрытые на кряже Карпинского, представлены миогеосинклинальным комплексом (переслаивание аргиллитов, песчаников, алевролитов, сланцев (глинистых, серицитовых, уgliсто-кремнистых) с редкими и маломощными прослоями известняков и мергелей. Фациально они отличаются от разреза Донбасса более глинистым составом, отсутствием углей и незначительным распространением карбонатов. Породы характеризуются высокой плотностью, практически неметаморфизованы (по данным других авторов – метаморфизованы), но интенсивно дислоцированы (наклон 60–90°). В них отмечены зеркала скольжения, зоны дробления и трещиноватость. Мощность миогеосинклинальной толщи карбона – 10 км. Ниже миогеосинклинального комплекса на валу Карпинского отмечены слоистые породы, мощностью 6–8 км, датируемые как рифей-нижнедевонские (рис. 2). Южнее Барановичско-Астраханского краевого шва расположена Скифская плита (кряж Карпинского и северный

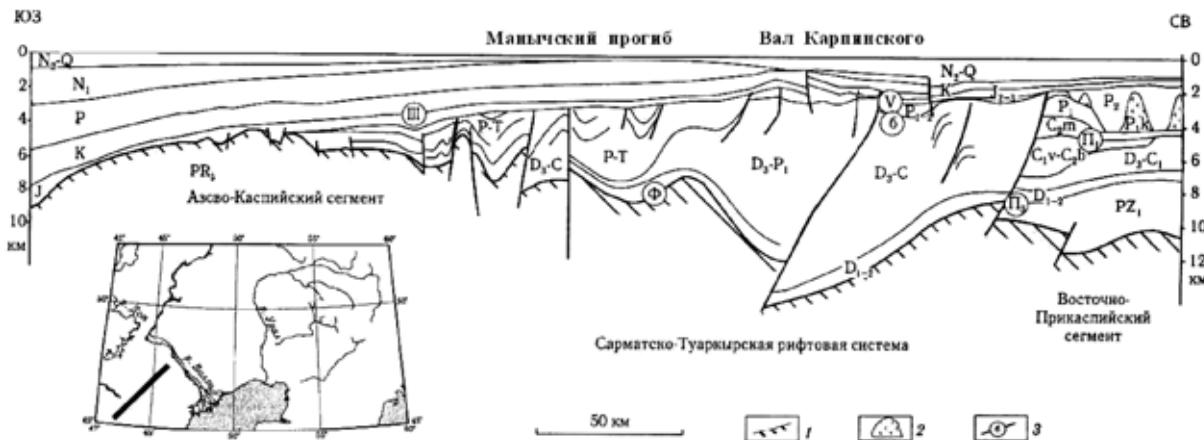


Рис. 1.

Геолого-геофизический разрез осадочного чехла вала Карпинского и Восточно-Манычского прогиба: 1 – поверхность консолидированной коры; 2 – кунгурские соленосные отложения; 3 – опорные отражающие горизонты и их индексы (III, V, П1, П3, Ф)

борт Восточно-Манычского прогиба – на территории Калмыкии).

Геомагнитное поле на территории вала Карпинского вырисовывается в виде зоны отрицательных, преимущественно субширотных направлений, линейно вытянутых аномалий, объединенных в крупный Большедонбасско-Манышлакский минимум. По поверхности консолидированной земной коры кряжу Карпинского отвечает Элистинский прогиб с наиболее погруженной частью (до 25 км) в Промысловском блоке.

По поверхности миогеосинклинального комплекса кряжу Карпинского отвечает крупное поднятие (наиболее приподнятая часть – Бузгинский блок), по системе разломов погружающееся от 0,5 до 3,5 км в юго-восточном, направлении (на территории Калмыкии). Таким образом, между преломляющим горизонтом, связанным с поверхностью фундамента и поверхностью миогеосинклинального комплекса, залегает 20-километровая толща в виде двояковыпуклой линзы. Материалы сейсморазведки и бурения указывают, что часть этой толщи (до 10 км) сложена интенсивно дислоцированными терригенными породами, относимыми к среднему-верхнему палеозою. Нижняя часть толщи (6–10 км) менее дислоцирована. В северном направлении эти породы прослежены до Каракульского разлома (часть Барановичско-Астраханского глубинного разлома). Предполагается, что по надвигу складчатые серии палеозоя надвинуты на рифейские образования, имеющие субплатформенную природу. Этим и объясняется интенсивная дислокированность пород нижней перми и верхнего карбона в пределах Донбасско-Астраханской покровно-надвиговой зоны. На кряже Карпинского

по поверхности Мохо расположена приподнятый участок по подошве земной коры, отвечающий Элистинскому прогибу (40 км). Этот подъем Мохо проходит по Барановичско-Астраханскому и Припятско-Манычскому глубинным разломам (Южному краевому нарушению). Предполагается отсутствие гранитного слоя (земная кора субокеанического типа).

Крупные расколы фундамента Восточно-Европейской платформы, произошедшие в нижнем и среднем риффе, привели к заложению на её юго-востоке двух крупных внутриконтинентальных рифтовых зон (Пачелмской и Донецкой). Наиболее активная фаза рифтогенеза на территории Нижнего Поволжья связана с верхним протерозоем, к концу которого и произошло окончательное оформление этих рифтовых зон. В это время возник Сарпинский прогиб (Деде-Эльтонско-Ламинский грабен), соединивший Пачелмский и Днепровско-Донецкий авлакогены.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что дорифейский фундамент (карельской консолидации) развит на территории кряжа Карпинского, который является юго-восточным погруженным продолжением Днепровско-Донецкого авлакогена (ДДА). В пределах юго-западной части Прикаспийской впадины осадочный чехол охватывает верхний протерозой и фанерозой (5–17 км).

Кряж Карпинского – инверсионная структура. В его пределах поверхность герцинского фундамента ступенеобразно погружается с северо-запада на юго-восток и осложнена разломами северо-восточного и северо-западного простираний. Эти разломы разделяют фундамент кряжа на блоки (рис. 3).

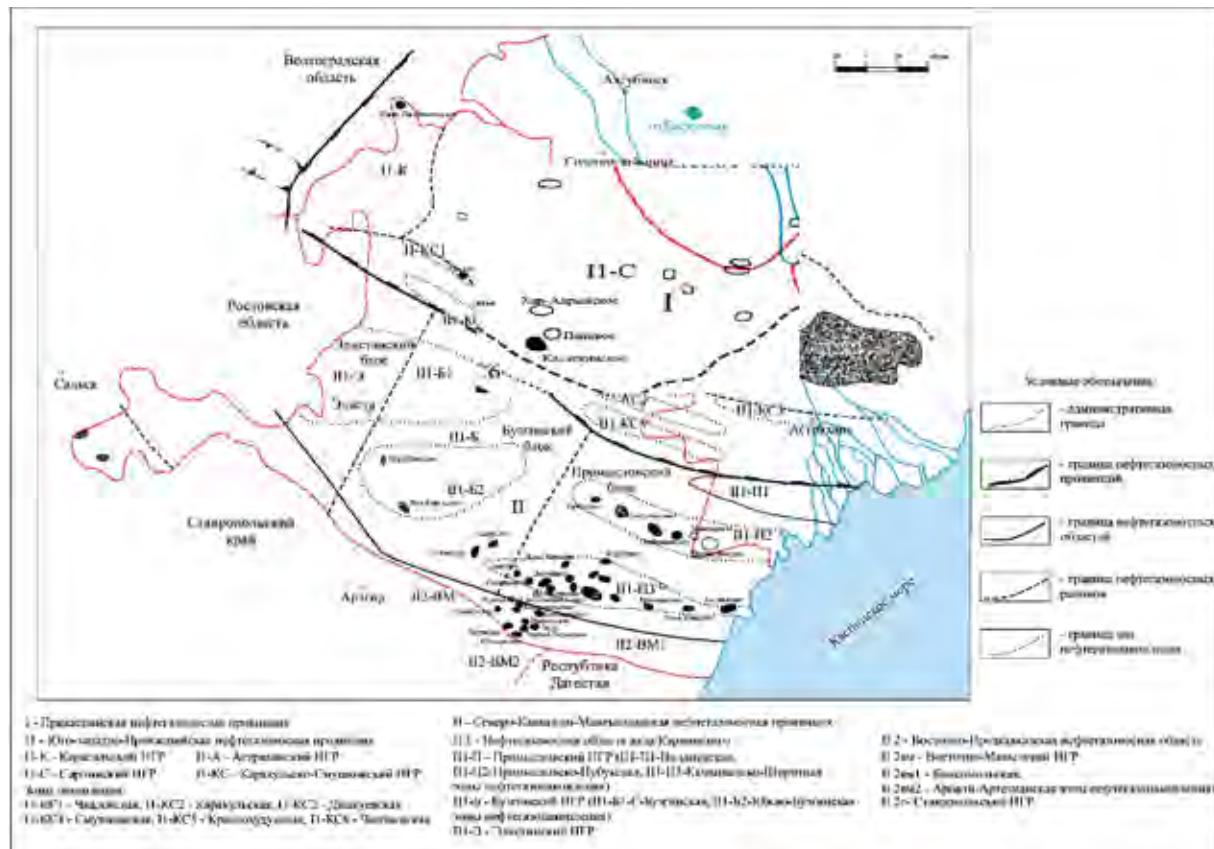


Рис. 3.
Схема нефтегазогеологического районирования Калмыкии

Вся толща карбона и нижней перми Донбасско-Промысловского прогиба подверглась интенсивной складчатости в конце ранней перми. Вдоль южной окраины кряжа Карпинского в поздней перми заложился Манычский грабен, выполненный отложениями верхней перми-нижнего триаса. Далее следует Манышлакский прогиб (позднепалеозойско-триасовый, миогеосинклинальный), ставший в конце триаса складчатым киммерийским сооружением. В поперечном сечении Донбасса выделяются северная и южная окраины Донбасса (бортовая часть) и центральная часть (Донецкое складчатое сооружение). Последняя представляет рифт, уходящий на запад и восток в пределы Белоруссии и Казахстана, ограниченный Северным (Барановичско-Астраханским) и Южным (Припятско-Манычским) глубинными разломами, шириной 30–50 км. В центральной части выделяются Главный, Северный и Южный антиклиноны, в своде которых обнажаются отложения нижнего карбона. В заложении этих складок существенную роль, по В.К. Гавришу (1969), играли продольные глубинные разломы: Девладовский, Центрально-Донецкий и Дружковско-Константиновский (Бородулин М.А., 1974). Кроме продольных

и близширотных разломов территория Донбасса дислоцирована поперечными глубинными разломами (Мангусско-Губкинским, Кальмиус-Айдарским, Миусско-Деркульским, Аксайско-Калитвенским и др.).

В позднем рифе Восточно-Европейская платформа была расколота серией разломов глубинного и глубокого заложения. В это время и заложился ДДА. В истории ДДА выделяют четыре этапа развития:

- начальный – этап зарождения рифейского трога;
- этап формирования Припятско-Днепровско-Донецкого грабена;
- позднепалеозойский этап формирования Донецкой субгеосинклинали, Днепровской и Припятской палеозойских впадин;
- позднепермско-мезокайнозойский этап формирования Припятско-Донецкой синеклизы и Донецкого орогена.

По Л.В. Каламкарову, И.И. Скворцову (1985), общий характер гравитационного и теплового полей позволяет считать, что Припятский и Днепровско-Донецкий авлакогены, Донбасс, кряж Карпинского и Южно-Эмбенский прогиб на определённой стадии палеозойского этапа раз-

вития представляли единую рифтогенную структуру ДДА.

В поперечном сечении выделяют: южный борт, Припятско-Днепровско-Донецкий грабен и северный борт. В продольном сечении выделяют следующие мегаблоки: Припятский, Черниговский, Лохвицкий, Зеньковский, Карловский, Изюмский, Донецкий, Придонбасский, Ремонтненский (Элистинский), Бузгинский, Промысловский. Последние четыре мегаблока входят в состав вала Карпинского. Формирование авлакогена началось раньше на юго-востоке. Наряду с преобладающими вертикальными восходящими и нисходящими движениями внутренних блоков авлакогена, ставших причиной появления самой впадины, в пределах Припятско-Днепровско-Донецкой магматической провинции (ПДДМП) происходили также заметные горизонтальные смещения, совершившиеся по зонам поперечных и дислокальных разломов. Горизонтальное смещение для всего прогиба достигает 100–120 км, что подтверждается, в частности, величиной изогнутости полосы авлакогена на участке от Чернигова до Элисты.

По В.И. Ермакову и др. (1977), предполагалось, что средне- и верхнепалеозойские отложения вала Карпинского имеют платформенный характер. Они образуют крупные, простые структурные формы. По литологическим особенностям в этих отложениях выделяются газогенерирующие угленосные или углеродсодержащие толщи, карбонатные и терригенные разности пород с коллекторами преимущественно трещинного и порово-трещинного типа и глинистые разделы между ними, которые могут служить экранами. Мощность осадочных покровных отложений увеличивается с запада на восток. В этом же направлении (от Донбасса к Каспийскому морю) уменьшается угленосность. В вал Карпинского авторы включают четыре блока (*рис. 3*).

Придонбасский блок. В центральной части ПДДМП расположено Донецкое складчатое сооружение, сложенное Главным, Северным и Южным антиклиниориями – протяжёнными (до 200 км) узкими (13–23 км) антиклинальными складками, в своде которых обнажаются нижнебашкирские и серпуховские отложения карбона. Разделяющие их синклинали Донбасса выполнены средне- и верхнекаменноугольными отложениями (на отдельных участках – меловыми и кайнозойскими). Восточнее Донбасса расположен Придонбасский блок. Он является западной частью вала Карпинского. На западе он ограничен выходами на поверхность карбона открытого Донбасса, а на востоке – Сальско-Волгоградской зоной глубинных поперечных раз-

ломов. В его пределах сохраняется структурная зональность Донбасса с укрупнением размёров антиклинальных и синклинальных складок и упрощением их строения. К востоку от г. Цимлянска отмечается поднятие докембрийского фундамента, где происходит уменьшение мощностей свит карбона, фациальные изменения разреза (уменьшение угленосности, увеличение карбонатности). При глубоком бурении в скв. № 1 на Цимлянской площади отмечалось разгазирование глинистого раствора газом азотно-углеводородного состава в интервале 3100–3240 м и 3670 м, а также были отмечены и газопроявления в скважинах Котельниковской площади. Это сближает разрезы верхнего палеозоя блока с одновозрастными отложениями типично платформенного облика на южном склоне Воронежского массива, что увеличивает перспективы северной части блока.

В Элистинском блоке, по В.И. Ермакову и др. (1977), каменноугольные отложения представлены преимущественно глинистым и алевритовыми разностями с прослоями песчаников. В южной части блока развиты прослои известняков и доломитов. По споро-пыльцевым анализам и микрофауне установлены отложения нижнего и среднего карбона. В нижней части каменноугольного разреза преобладают морские отложения с преимущественным сапропелевым типом органического вещества. В верхней части – чередование дельтовых, мелководно-прибрежных отложений, реже – болотно-озёрных, обогащённых угольным веществом. Карбон перекрыт нижним мелом, реже – юрскими отложениями. Мощность карбона – 8 км. Элистинский блок характеризуется высоким положением кровли карбона (Цимлянское и Ремонтненские поднятия). На небольших глубинах залегают породы карбона, обогащённые угольным веществом и по фациальному облику близкие одновозрастным образованиям прилегающих районов, где уже выявлены месторождения газа. Песчаные и карбонатные разности образуют коллекторы порового и трещинного типов. В.И. Ермаков и др. (1977) предложили ряд проектных скважин глубинами до 5–7 км во всех блоках вала Карпинского: Промысловском, Бузгинском, Элистинском и Придонбасском, которые не были пробурены. В пределах указанных территорий работы по параметрическому изучению глубоких горизонтов не ставились и не проводились.

Задачи, стоящие перед параметрическим и поисковым бурением с целью поисков нефти и газа на валу Карпинского в карбоне, по В.И. Ермакову и др. (1977), должны были бы включать оценку масштабов газонакопления и изучение параметров газоносности, выявления коллекто-

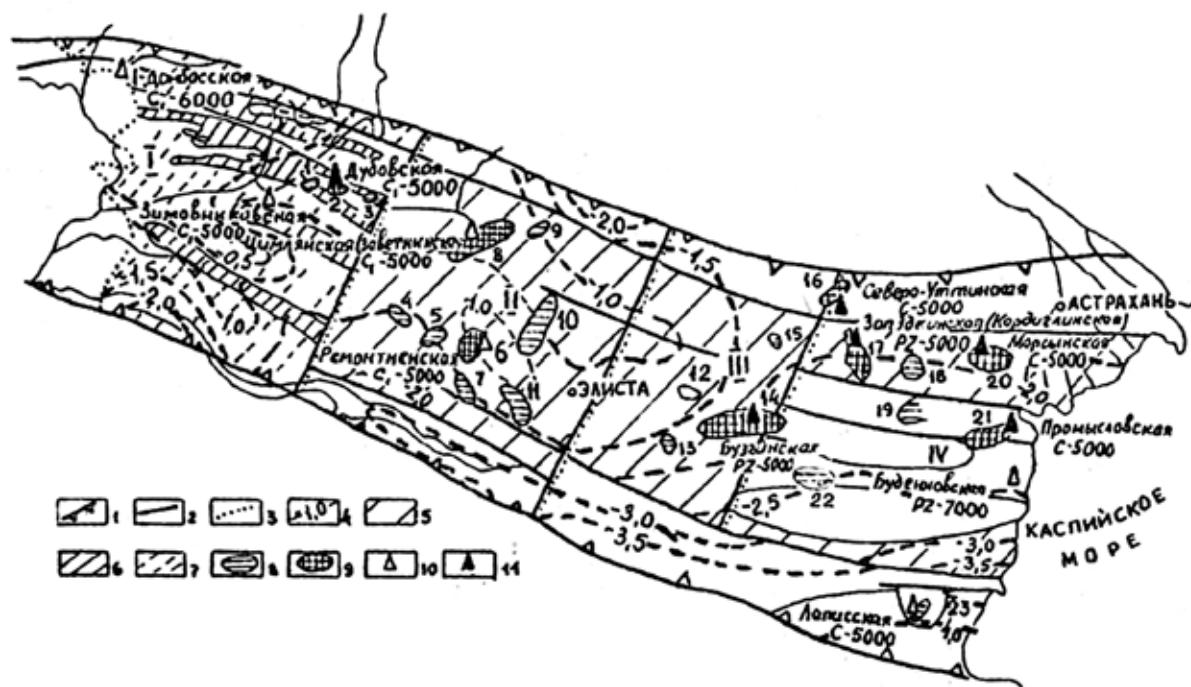


Рис. 4.

Схема основных направлений буровых работ по поискам газа в верхнепалеозойских отложениях вала Карпинского (по В.И. Ермакову и др., 1976, ВНИИГАЗ): 1 – современная граница ДДА; 2 – основные тектонические нарушения; 3 – границы блоков; 4 – изогипсы поверхности каменноугольных отложений; 5 – выходы на доюрскую поверхность каменноугольных отложений; 6 – выходы на доюрскую поверхность верхнекаменноугольных отложений; 7 – выходы на доюрскую поверхность среднекаменноугольных отложений; 8 – локальные аномалии трансформированного поля силы тяжести, рекомендованные для поисков антиклинальных поднятий; 9 – предполагаемые антиклинальные поднятия, рекомендуемые для поисков залежей газа; скважины: 10 – рекомендованные на 1977–1980 гг., 11 – первоочередные рекомендованные. Римскими цифрами обозначены тектонические блоки: I – Придонбасский, II – Элистинский, III – Бузгинский, IV – Промысловский. Арабскими цифрами обозначены локальные аномалии (по геофизическим методам), рекомендуемые для поисков антиклинальных поднятий в палеозойских отложениях: 1 – Западно-Цимлянская, 2 – Дубовская, 3 – Восточно-Цимлянская, 4 – Хоторская, 5 – Подгорненская, 6 – Северо-Ремонтненская, 7 – Южно-Ремонтненская, 8 – Заветинская, 9 – Алтинская, 10 – Северо-Степновская, 11 – Приютинская, 12 – Песчаная, 13 – Кебютинская, 14 – Бузинская, 15 – Южно-Уттинская, 16 – Северо-Уттинская, 17 – Кардиглинская, 18 – Эджинская, 19 – Сайгачья, 20 – Марсынская, 21 – Промысловско-Межевая, 22 – Лописская, 23 – Колтан-Нурская

ров и экранов, вещественного состава верхнего палеозоя, выделения реперных горизонтов, проверку структур по палеозою.

Бузгинский блок. Породы карбона сложены глинистыми и алевритистыми сланцами (часто углистыми или кремнисто-серизитовыми) с прослойями песчаников. Здесь располагается центральная часть каменноугольного бассейна, наиболее удалённого от областей сноса. Предполагается наиболее карбонатный разрез с трещинными и вторично-поровыми типами коллекторов. Породы карбона перекрыты юрскими отложениями. По палеозою блок вырисовывается как большой асимметричный свод, занимающий всю ширину вала Карпинского. Свод образовался в результате инверсионных движений на месте Бузгинского прогиба, где мощность карбона достигала 10 км.

Промысловский блок. В отличии от предыдущих блоков здесь вскрыты и верхнекаменноугольные отложения (песчаники, переслаивающиеся с алевролитами и сланцами глинистыми и углистыми). В карбоне преобладают глинистые разности. Выше каменноугольных отложений, в отличие от других блоков, в этом блоке развиты пермо-триасовые отложения, приуроченные к синклиналям между системами поднятий.

С верхней перми начинается новый этап в развитии региона, характеризующийся крупными поднятиями. Только в прибрежных зонах вала Карпинского и в отдельных грабенообразных прогибах Промысловского блока развиты преимущественно терригенные, красноцветные и карбонатно-глинистые отложения. Возраст этих пород считается скорее нижнетриасовым.

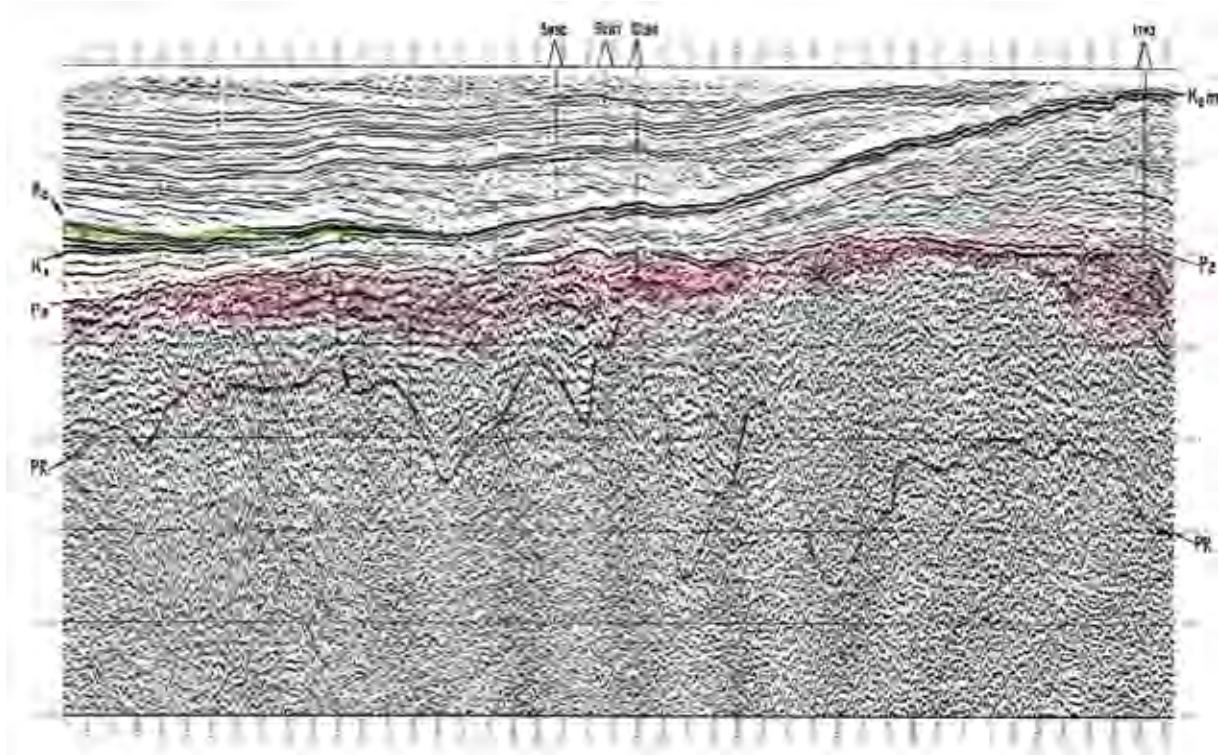


Рис. 5.

Фрагмент временного разреза 029801R (18 сек). Палеозойский сейсмокомплекс

Глинистые разности этих отложений могут быть экранами.

В непосредственной близости от рассматриваемого района было проведено глубокое бурение с целью поисков нефти и газа в платформенном чехле на глубину 1–3 км. К сожалению, оно не осветило емкостных свойств фундамента, нет испытаний объектов в колоннах, нет детального изучения кернов пород карбона и многоного другого. Тем не менее, скв. № 1 Элистиńskiej площади, пробуренной в 1989 г., среднекаменноугольные отложения московского яруса вскрыты в интервале глубин 1373–1488 м, башкирского возраста – в интервале 1488–1614 м, нижнекаменноугольные – на глубине 1614–2000 м (вскрытая мощность). При испытании в открытом стволе методом ИП отложений неокома и средней юры был получен газ преимущественно метанового состава (90%). В разрезе скважины при испытаниях в эксплуатационной колонне была установлена газоносность палеоценовых и эоценовых отложений, произведен подсчет запасов. Месторождение получило название Буратинское.

На Ульячинской площади, расположенной к западу от скв. № 1 Элистиńskiej, карбон вскрыт в пяти скважинах. Максимально вскрытая мощность составила только 99 м. Он представлен чередованием алевролитов,

глин, аргиллитов и реже – песчаников. Алевролиты мелко и среднезернистые, слюдистые, неизвестковистые, крепкие, слоистые. Часты трещины, выполненные кальцитом. Углы падения – 30°. Аргиллиты темно-серые до черных, слабопесчанистые, трещиноватые, некарбонатные с зеркалами скольжения. Глины перемятые, обогащены обуглившимися растительными остатками. Песчаники массивные, кварцевые, слюдистые, трещиноватые (выполнение трещин – кальцитом). Каменноугольные образования, вскрытые в скв. № 4 Ульячинской площади под нижнекаменноугольными отложениями, представлены чередованием мелкозернистых серых песчаников, очень крепких, кварцевых и тёмно-серыми до черных аргиллитами, метаморфизованными, слюдистыми, неизвестковистыми.

В скв. № 1 и № 2 Вишневской площади, расположенных севернее скв. № 1 и № 3 Вознесеновской площади, были испытаны в процессе бурения горизонты в карбоне. Из интервала 1359–1365 м в скв. № 1-Вишневская получены притоки пластовой воды. На Вознесеновской площади породы карбона не испытывались, так же, как и на Гагаринской, расположенной к северу от Вишневской структуры. Не испытаны каменноугольные породы и на Бурульской площади.

На Бузгинском блоке среднекаменноугольные образования, слагающие палеозойский фундамент эпигерцинской платформы, по Л.А. Евстифеевой, Е.П. Клепиковой (1970), вскрыты на Вишневской, Ики-Бурульской и др. площадях. Они представлены сланцами, песчаниками, алевролитами в различной степени дислоцированными и метаморфизованными с углами наклона 45–50°. Породы разбиты трещинами, выполнены кварцем. Эти авторы считают, что в палеозое существовал геосинклинальный этап развития на этой территории. В платформенный этап (с конца палеозоя – начала мезозоя) развивались унаследованно зоны поднятий и прогибов в совокупности с формированием новых структурных элементов.

Дислоцированные отложения карбона вскрывались на небольшую мощность и на других площадях. Они представлены метаморфизованными аргиллитами темно-серыми до черных, песчано-слюдистыми, крепкими, некарбонатными с прослойками песчаников серых и темно-серых, кварцевых, сливных, мелко- и среднезернистых, неслоистых. Углы падения – 15–30°. В керне трещины различных направлений, заполненные кварцем, кальцитом. Отмечены плоскости скольжения. По А.Я. Дубинскому, возраст этой толщи датируется как среднекаменноугольный. На размытой поверхности этих отложений залегают различные горизонты юры или мела (*рис. 5*).

В скв. № 1 Вознесеновской породы карбона в интервалах 1640–1643 м (поверхность карбона на 1355 м) представлены трещиноватыми аргиллитами с зеркалами скольжения, 1872–1875 м – трещиноватыми глинистыми сланцами, слюдистыми. Трещиноватость отмечена в скв. № 1 Яшкульской, № 1 Бурульской, № 1 Ульючинской площадях.

Каменноугольные образования встречены в скважинах № 2, 3, 4, 6 на Ики-Бурульском месторождении газа к юго-востоку от Буратинской площади. Они представлены дислоцированными и метаморфизованными рассланцованными аргиллитами, алевролитами, песчаниками, сланцами и глинами. Отложения разбиты трещинами, чаще вертикальными, под углом 60–70°. Трещины выполнены белым кварцем, кальцитом, пиритом. Максимально вскрытая мощность – 199 м. На Ики-Бурульской площади в скв. № 3 из интервала 1700–1707 м в отложениях карбона получена минерализованная вода. Вместе с тем, по БКЗ интервал 1742–1745 м в скважине Ики-Бурульская № 3 рекомендовался к испытанию, как нефтенасыщенный, но не был испытан.



Рис. 6.
Плагиограниты, вскрытые скв. № 1 Хомутниковской в пределах Бузгинского блока

В пределах Бузгинского блока, к юго-востоку от Элистинской скв. № 1, на Чограйской и Хомутниковской площадях были вскрыты граниты палеозойского возраста. В 1987 г. скв. № 1 Хомутниковская вскрыла плагиограниты (*рис. 6*), керн отобран в интервале 2624–2630 м под меловыми отложениями.

С глубины 2620–2638 м был получен разгазированный фильтрат бурового раствора, а с интервала глубин 2520–2630 м в открытом стволе получено 458 м³/сут пластовой воды с растворенным газом (удельный вес воды – 1,045 г/см³). Метана – 90,7%. При испытании пластикоиспытателем гранитов и вулканических пород палеозоя в скв. Чограйская-2 в интервале 2612–2757 м был получен приток слаборазгазированной пластовой воды. К сожалению, в этой скважине остался неизученным отдельно объект в интервале 2645–2675 м, сложенный трещиноватыми, катаклизированными гранитами. В этой же скважине по газокартажу отмечалась газовая аномалия в интервале 2688–2691 м (породы фундамента вскрыты на глубине 2618 м). Перспективными на нефть и газ объектами в фундаменте можно считать объекты в интервалах: 2645–2658 м, 2664–2700 м и 2740–2757 м.

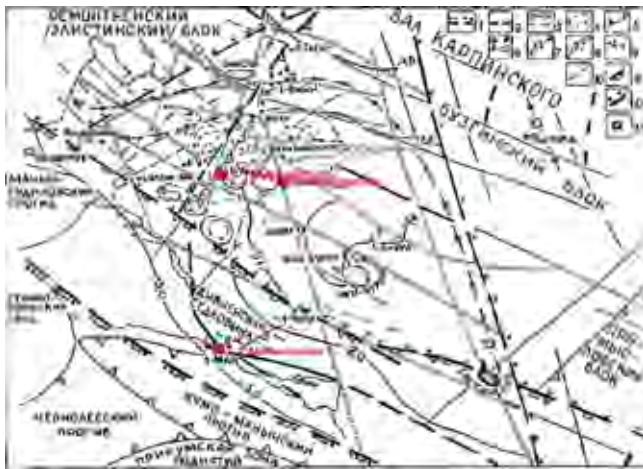


Рис. 7.

Тектоническая карта южной части вала Карпинского (по А.Н. Шарданову и др., 1983–1984, с дополнениями В.Э-Г. Бембеева и др., 1987): 1 – границы блоков неотектонической активности по космогеологическим исследованиям, 2 – региональные нарушения, 3 – разломы, активные в современную эпоху, 4 – кольцевые структуры по аэрокосмогеологическим исследованиям, 5 – границы тектонических блоков, 6 – месторождения: а) нефти, б) газа, 7 – изогипсы кристаллического фундамента, 8 – изогипсы поверхности дислоцированных каменноугольных отложений, 9 – скважины, вскрывшие основание осадочного чехла, 10 – линеаменты, соответствующие нарушениям, 11 – границы структурных элементов I порядка, 12 – границы мезозойского надвигового структурного плана, 13 – параметрические проектные скважины (по В.Э-Г. Бембееву, А.В. Бембееву, И.И. Чебаненко, В.П. Клочки, 1988)

По данным бурения на Ульдючинской, Амтinskой, Кебютинской, Ики-Бурульской, Вишневской, Вознесенской и др. площадях карбон представлен черными глинистыми сланцами и кварцитовидными песчаниками сильнометаморфизованными. Вскрытая мощность – от 70 м на Ульдючинской до 100 м на Ики-Бурульской площадях. На исследуемой территории осадочный чехол представлен отложениями от юры до антропогена. Юрские отложения вскрыты на Ики-Бурульском газовом месторождении в 25 км к юго-востоку от Буратинского газового месторождения и на Вознесеновской – к северу. Мощность их 400–450 м.

В центральной части Элистиńskiej площади в нижней части осадочного чехла протягивается субмеридиональная зона флексурообразного залегания пород, связанная с уступом в фундаменте. Зона является границей между Ремонтненским (Элистиńskим) и Бузгинским блоками. На Элистиńskiej площади выделено три зоны: Буратинская с четырьмя тектонически нарушенными осложнениями, Ульдючинская с девятью осложнениями и Кебютинская с пятью осложне-

ниями. Вверх по разрезу отмечено упрощение структурных планов.

По данным сейсмоисследований (В.П. Березовский и др., 1987), внутри палеозойского комплекса выделяются отражения, отображающие «синклинальные» прогибы. Предполагается, что это связано с пликативными дислокациями в толще палеозойских сланцев, либо с отложениями триаса-юры. Карта по палеозою отражает структуру размытой поверхности палеозоя, представляющую сильно осложненную многочисленными положительными и отрицательными формами моноклиналь северо-западного простирания. Тектоническая активность ослабляется только к концу нижнего мела. Многообразие положительных локальных форм в меловых и палеогеновых отложениях, пространственная ориентация генетически связаны с рельефом домелового субстрата и влиянием тектонических подвижек.

Эти поднятия группируются в три морфогенетические зоны: Буратинскую, Ульдючинскую и Кебютинскую (**рис. 7**). Буратинская имеет почти меридиональное простижение (Буратинское, Северо- и Южно-Буратинское осложнения). Поднятия осложнены тектоническими нарушениями. К глубокому бурению подготовлено Буратинское поднятие (северный и восточный своды). Северный свод по палеозою (по замкнутой изогипсе -1350 м) имеет размеры 2,75×1,25 км и амплитуду 50 м, по нижнему мелу (подошве) по замкнутой изогипсе -1150 м размеры 4,0×1,9 км, амплитуду 60 м, по апту (по изогипсе -950 м) 5,8×2,2 км, амплитуда 60 м, по кровле сантонских известняков (-675 м) 7×3 км, амплитуду 60 м, по кровле палеоцена (-300 м) 6×4,2 км, амплитуда 30 м. Восточный свод по подошве нижнего мела (-1150 м) 2,2×1,5 км, амплитуда 35 м, по апту (-25 м) 2,2×1,2 км, амплитуда 30 м. Северо-восточнее северного свода расположен небольшой свод, осложненный разломом (по изогипсе -1375 м по апту).

Учитывая практически полное отсутствие характеристики разреза карбона, его сейсмической привязки, его емкостных свойств, уже на I этапе глубокого бурения на Элистиńskiej площади крайне необходимо заложение Буратинской параметрической скважины, проектной глубиной 5000 м, проектным горизонтом – породы карбона (промежуточный комплекс – палеозойский фундамент КК). Это позволило бы получить качественно новые результаты по глубинному строению и стратиграфии вала Карпинского в южной, тектонически нарушенной зоне. Положительные результаты, полученные в других местах ПДДМП из пород фундамента и промежуточного комплекса, заставляют фор-

сировать подобные работы и на валу Карпинского. Авторы считают, что необходимо заложение и других скважин на Элистинской площади и на I этапе – Буратинской параметрической скважины на южном своде (*табл. 1*).

Выявление гранитных интрузий в зоне глубинных разломов, ограничивающих южную часть вала Карпинского на территории Калмыцкой АССР, не исключает наличия в верхней части их трещиноватости и выветрелых участков, способных содержать залежи нефти и газа. К югу от вала Карпинского таких интрузий становится больше, и они могут представлять однозначно практический интерес. С этой целью в районе Чограйско-Хомутниковской площади нами предлагаются бурение Манычской параметрической скважины, проектной глубиной 5000 м, проектным горизонтом – породы фундамента.

Важное значение приобретает изучение каменноугольных образований вблизи западной границы Республики Калмыкия на валу Карпинского – Ульдючинской параметрической скважины, проектной глубиной 5000 м, проектным горизонтом – породы карбона.

Необходимо отметить, что в 2006 г. на южном склоне вала Карпинского в пределах Элистинского блока (Гудиловский прогиб) была пробурена скв. № 1 Южно-Приютненская, расположенная в 50 км на юг от столицы г. Элиста, и в 7,0 км на восток от села Приютное (*рис. 8*).

В процессе бурения скважины отмечались следующие осложнения:

1. **Среднеюрские** отложения вскрыты в интервале **3202–3292 м**. В интервале 3280–3292 м гравеллит кварцевый, прозрачный, полуупроченный (размер зёрен кварца от 0,1 до 0,5 см) плохо окатанный, плохо отсортированный, на крепком глинистом цементе с вклюением пирита. После СПО при проработке на глубине **3266 м** зафиксирован выход газовой пачки: С1=16% абс. Сумма С1-5=16% абс. Продолжительность выхода – 90 мин. (Фоновые значения: С1 = 0,25% абс. Сумма С1-5 = 0,25% абс). ЛБА – 2–3 ЛБ. В процессе бурения интервала 3202–3292 м наблюдалась фильтрация бурового раствора в скважину с последующим выходом газовой пачки.

2. **Триасовые** отложения вскрыты в интервале **3292–3814 м**. В процессе бурения интервала **3389–3391 м** зафиксирован выход газовой пачки: С1=0,36% абс. Сумма С1-5=0,363% абс. Продолжительность выхода – 20 мин. (Фоновые значения: С1 = 0,20% абс. Сумма С1-5 = 0,20% абс). ЛБА – 1–2 ЛБ.

В интервале **3478–3482 м** конгломерат буро-вато-серый, буро-вато-коричневый, состоящий из обломков известняка, песчаника, глинистых пород, сцементированный, глинисто-карbonатным



Рис. 8.
Элистинская площадь (вал Карпинского)
(по материалам «Калмнефтегазразведки»,
«Краснодарнефтегеофизики» и др., 1988):
1 – изогипсы по отражающему горизонту
(палеозой); 2 – изогипсы по отражающему
горизонту (нижний мел, апт); 3 – линии разрывных
нарушений (в палеозое); 4 – то же в апте
нижнего мела; 5 – скважины глубокого бурения;
6 – разломы, активные в современную эпоху;
7 – региональные разломы; 8 – линеаменты,
соответствующие разломам (по данным
аэрокосмофотодесифрирования); 9 – кольцевые
структуры (по аэрокосмофотодесифрированию);
10 – локальные поднятия, выявленные в палеозое
(1 – Буратинское, 2 – Северо-Буратинское, 3 – Южно-
Буратинское, 4 – Шатминское, 5 – Ульдючинское,
6 – Восточно-Ульдючинское, 7 – Южно-Ульдючинское,
8 – Амтинское, 9 – Северо-Амтинское, 10 –
Южно-Амтинское, 11 – Восточно-Амтинское,
12 – Кебутинское, 13–15 – Западно-Кебутинская
зона поднятий); II – локальные поднятия,
выявленные в аптических отложениях нижнего мела
(I – Буратинское, II – Северо-Буратинское, III – Уль-
дючинское, IV – Восточно-Ульдючинское, V – Южно-
Ульдючинское, VI – Кебутинское, VII–VIII – Западно-
Кебутинская группа поднятий); 12 – проектные
параметрические скважины; 13 – проектные
поисковые скважины

цементом, плотный, крепкий, обломки плохо окатанные и плохо отсортированные. С глубины 3482 м – известняки обломочные, светло-серые, буро-вато-серые, скрыто-мелкокристаллические, пятнистые за счёт бурых пятен терригенного материала, трещиноватые. После СПО при проработке на глубине 3363 м зафиксирован выход газовой пачки: С1=1,38% абс. Сумма С1-5=1,39% абс. Продолжительность выхода – 35 мин. (Фо-

Скважины	Проектные горизонты и глубина, км	Структурный план	Размеры поднятий, км	Амплитуда поднятий, км	№№ проектных скважин
Буратинская	Палеозойский фундамент; 3,5–5,0	Pg2	6,042,5	25	№ 1–Бур.
		K1ap	7,041,5	25	
		Pg1	2,7541,75	50	
Ульдючинская	Палеозойский фундамент; 3,5–5,0	K1ap	3,540,75 2	25	№ 1–Ульд.
		Pg	041,0	25	
Манычская (Чограйская)	Палеозойский фундамент; Р 3,5–5,0	Pg	2,041,0	30	№ 1–Ман.

Таблица 1.

Проектные параметрические скважины на южном склоне вала Карпинского новые значения: С1 = 0,20% абс Сумма С1-5 = 0,20% абс).

В процессе бурения интервала **3363–3490 м** наблюдалась фильтрация бурового раствора в скважину.

Интервал **3694–3697 м** пройден с отбором керна. Вынос керна – 2,7 м (90%). Известковисто-кремнисто-глинистая порода от светло-серой до чёрной, тонкополосчатая, пятнистая, линзовидная, что обусловлено включениями и линзами карбонатной и кремнистой породы, с зеркалами скольжения, трещиноватая, трещины выполнены кальцитом и кремнием, плотная, крепкая, с включением пирита. Газонасыщенность керна (cm^3/dm^3): С1=0,08 С2=0,002 С3=0,0 С4=0,0 С5=0,0. Сумма С1-5=0,082. Относительный состав газа: С1=97,5%, С2=2,5%. ЛБА – 2 ЛБ. Содержание CaCO_3 – от 3 до 75%, н.о. – от 25 до 97%. Неоднократно зафиксированы выходы газовых пачек при возобновлении циркуляции после спуско-подъёмных операций и технологических простоев.

При разбуривании цементного стакана (после спуска ОК Ø245 мм) на глубине 3472 м зафиксирован выход газовой пачки: С1=6,26% абс. Сумма С1-5=6,27% абс. ($C_{1\text{фон}}=0,18\%$ абс. Сумма С1-5фон=0,20% абс). Продолжительность выхода – 1 час.

При бурении на глубине **3565 м** после ремонтного простоев зафиксирован выход газовой пачки: С1=2,76% абс. Сумма С1-5=2,82% абс. ($C_{1\text{фон}}=0,2\%$ абс. Сумма С1-5фон=0,22% абс). Продолжительность выхода – 20 мин.

В процессе бурения интервала 3814–3942 м наблюдалась фильтрация бурового раствора в скважину, на глубине **3841 м** зафиксирован выход газовой пачки: С1=0,917% абс. Сумма С1-5=0,923% абс. ($C_{1\text{фон}}=0,1\%$ абс. Сумма С1-5фон=0,12% абс). Продолжительность выхода – 40 мин. Отмечено увеличение ТВД шлама в 10 раз в интервале 3834–3843 м до (cm^3/dm^3): С1=0,5, С2=0,002. Сумма С1-5=0,502.

Интервал **4434,5–4440,8 м** пройден с отбором керна. Вынос керна 4 м (63,5%). Аргиллит чёрный, окремнённый, слоистый, перемятой, беспорядочной текстуры, трещиноватый, по трещинам вторичный кварц и кремнистая порода, плотный, крепкий. Газонасыщенность керна (cm^3/dm^3): С1=0,56, С2=0,03, С3=0,0, С4=0,0, С5=0,0. Сумма С1-5=0,59. Относительный состав газа: С1=94,9%, С2=5,1%, ЛБА – 1ЛБ. Содержание CaCO_3 – от 14 до 34%, н.о. – от 66 до 86%.

Интервал **4440,8–4450 м** пройден с отбором керна. Вынос керна 4 м (43,5%). Аргиллит чёрный, окремнённый, слоистый, плотный, крепкий, трещиноватый, трещины выполнены вторичным кварцем и известково-кремнистой породой. Газонасыщенность керна (cm^3/dm^3): С1=0,06, С2=0,02, С3=0,0, С4=0,0, С5=0,0. Сумма С1-5=0,08. Относительный состав газа: С1=75%, С2=25%. ЛБА – 1 ЛБ. Содержание CaCO_3 – от 1 до 29%, н.о. – от 71 до 99%. Неоднократно зафиксированы выходы газовых пачек при возобновлении циркуляции после спускоподъёмных операций и технологических простоев. Максимальные значения газосодержания бурового раствора при выходе газовых пачек составили: С1=1,65% абс. Сумма С1-5=1,66% абс. ($C_{1\text{фон}}=0,20\%$ абс. Сумма С1-5фон=0,23% абс).

В процессе бурения интервала **4002–4038 м** зафиксированы повышенные газопоказания: С1=0,3% абс. Сумма С1-5=0,03% абс. ($C_{1\text{фон}}=0,04\%$ абс. Сумма С1-5фон=0,043% абс).

При бурении на глубине **4215 м** наблюдалась фильтрация бурового раствора в скважину, и после ремонтного простоев зафиксирован выход газовой пачки: С1=8,58% абс. Сумма С1-5=8,607% абс. ($C_{1\text{фон}}=1,5\%$ абс. Сумма С1-5фон=1,52% абс). Продолжительность выхода – 60 мин.

3. **Каменноугольные** отложения **4457–4773 м**. В интервале 4475–4480 м – в шламе до 90% кварца белого, прозрачного с примазками твёрдых битумов, с кристаллами пирита

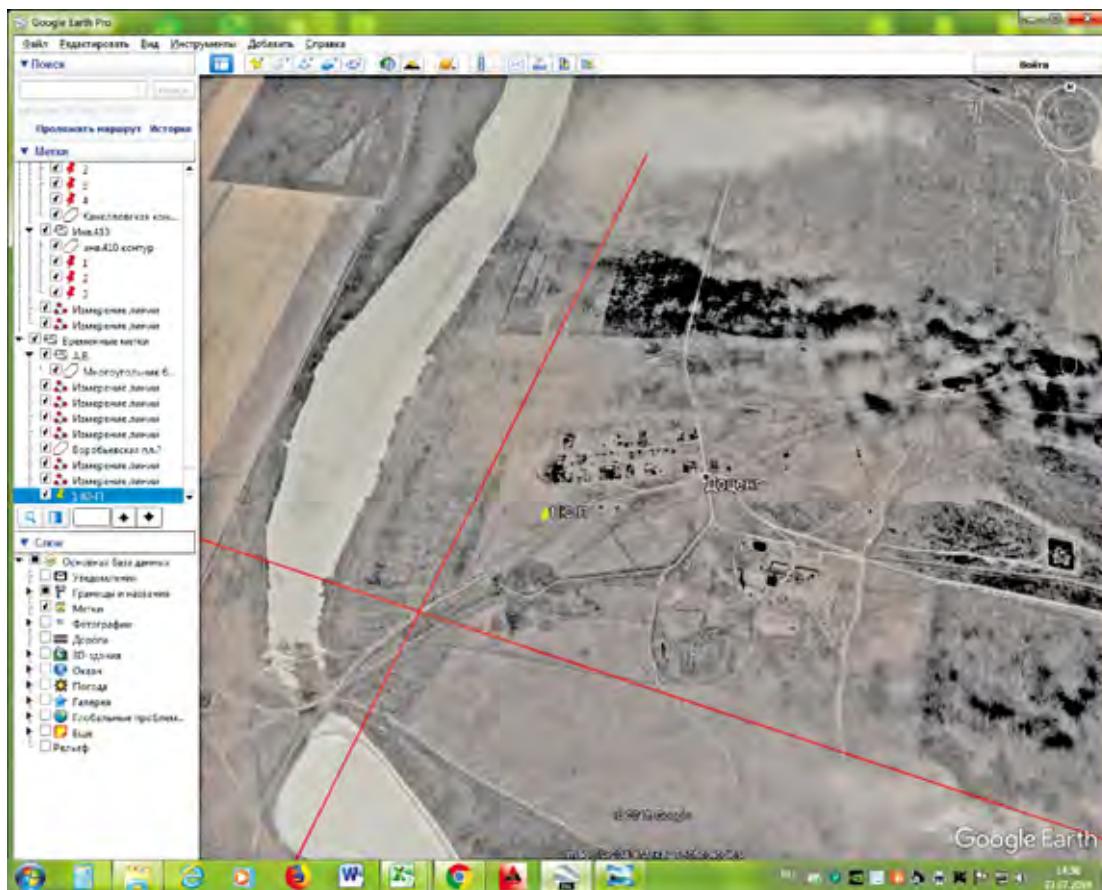


Рис. 9.

Скважина № 1 Южно-Приютненская, пробуренная на южном склоне вала Карпинского

и мусковита (трещинные отложения). ЛБА – 1ЛБ.

В процессе бурения интервала 4597–4603 м зафиксировано увеличение газопоказаний в 6 раз до: С1=0,6% абс., С2=0,004% абс. Сумма С1-5=0,604% абс. (С1фон=0,12% абс. Сумма С1-фон=0,15% абс.).

При бурении на глубине **4666 м** после контрольного подъёма зафиксирован выход газовой пачки: С1=1,32% абс. Сумма С1-5=1,323% абс. (С1фон=0,18% абс. Сумма С1-фон=0,2% абс.).

В процессе бурения интервала 4457–4694 м наблюдалась фильтрация бурового раствора в скважину.

12.02.2006 после спуска инструмента после простоя скважины (проведение ГИС) при проработке в интервале 4762–4773 м зафиксирован выход газовой пачки через 1 ч 20 мин после начала циркуляции продолжительностью 1 ч 30 мин. Максимальные значения газосодержания бурового раствора при выходе газовой пачки: **С1=38,9% абс.** С1-5=38,95% абс. (фон С1=0,6% абс. С1-5=0,61% абс.).

В процессе бурения на глубине **4802 м** зафиксирован выход газовой пачки с максималь-

ными значениями газосодержания: С1=5,8% абс. С1-5=5,807% абс. (фон С1=0,6% абс. С1-5=0,61% абс.).

28.02.2006 в процессе проработки скважины в интервале **4835–4836 м** зафиксировано падение давления на 10 атм и падение уровня бурового раствора в приёмных емкостях. Плотность бурового раствора – 1,34 г/см³. Общий объем поглощения составил **43 м³** за 30 минут.

1-2.03.2006 в процессе спуска инструмента с промывкой в интервале 4548–4749 м и с проработкой в интервале 4749–4778 м неоднократно зафиксированы выходы газовых пачек. Максимальные значения газосодержания бурового раствора составили: С1=3,04% абс. С2=0,026% абс., С1-5=3,066% абс.

Таким образом, результаты бурения в пределах южного склона вала Карпинского на Приютненской площади говорят об однозначном наличии углеводородов во вскрытом скважиной разрезе. Наличие фильтрации бурового раствора – поглощение с последующим проявлением газовых пачек в скважину, свидетельствует о наличии коллекторов во вскрытом разрезе. Следовательно, скважина

недоиспытана и недоисследована, поскольку из интервалов испытания в э/колонне были получены фильтраты бурового раствора плотностью $1,11\text{ г}/\text{см}^3$. Промысловово-геофизическими исследованиями в разрезе скважины не были выделены пластины коллекторы.

Выводы

В пределах трёх указанных блоков не решены первоочередные задачи, касающиеся регионального изучения территории современными видами исследований, не пробурены параметрические скважины, не определён в полном объёме вещественный состав палеозойского фундамента, не установлено внутреннее строение палеозойского фундамента.

Проведённые площадные исследования в советский период в рамках бурения структурных и поисково-разведочных скважин позволили открыть нефтяные и газовые месторождения в отложениях осадочного чехла до глубин 2300 м, при этом крайне малое число скважин глубинами до 3 км и практически полное отсутствие скважин глубинами более 4,5 км не позволили выполнить оценку в нефтегазоносном отношении глубокозалегающих отложений. В связи с этим предстоящие и предлагаемые объёмы геологоразведочных работ позволят обосновать и открыть новые направления в геологоразведке, новые месторождения нефти и газа, в чём практически нет сомнения.

В связи с вышеизложенным предлагается:

1. Выполнить сбор, обобщение и анализ имеющегося геолого-геофизического материала по Чограйскому и Гудиловскому прогибам, расположенным в Элистинском и Бузгинском блоках, с переобработкой и переинтерпретацией ранее выполненных сейсмических материалов с применением технологий палеообработки, специальной миграционной обработки – «Пара-

метрической развёртки отображения» и прямо-го прогноза нефтегазоносности – МЧК.

2. Выполнить ревизию всех пробуренных скважин на всех блоках с задачей корреляции триас-юрско-меловых и палеоген-неогеновых отложений, с построением структурно-тектонических карт, что позволит подготовить более детальную модель строения территории по указанным горизонтам с учётом материалов пере-обработки и переинтерпретации, наметить комп-лекс мероприятий по дальнейшему изучению региона.

3. На основе полученных обосновывающих материалов разработать программу региональных сейсморазведочных исследований 2D МОГТ, которые позволят обосновать места заложения указанных параметрических скважин.

4. В связи с тем, что газы Ики-Бурульского и Буратинского месторождений содержат гелий (газ глубинного происхождения) – предусмотреть гелиевую съёмку параллельно с сейсмораз-ведочными работами.

5. Восстановить ствол скв. № 1 Южно-При-ютненской, выполнить дополнительные совре-менные промыслово-геофизические исследова-ния ЯФМ с задачей выделения коллекторов во вскрытом разрезе. Выявить объекты, предста-вляющие интерес в нефтегазоносном отношении, и выполнить испытание объектов.

Наряду с конкретным планом изучения гео-логии и нефтегазоносности осадочного чехла и палеозойского фундамента вала Карпинско-го предлагается составить «Комплексную про-грамму изучения перспектив нефтегазоносности палеозойского фундамента вала Карпинского и юго-восточного склона Воронежского кристал-лического массива», единую для всех произ-водственных и научных организаций, занима-ющихся поисками нефти и газа на территории Республики Калмыкия и Ростовской области. Ⓣ

Литература

1. Бембеев В.Э., Бембеев А.В., Чебаненко И.И. и др. Поиски углеводородов в зонах глубинных разломов в Днепровско-Донецко-Мангышлакском прогибе (Калмыцкая АССР). Киев: ИГН АН УССР. 1990. 56 с.
2. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / Под ред. В.Б. Порфириева. Киев: Наукова думка. 1977. 152 с.
3. Геологическое строение и история развития платформенных областей Украины и Северо-Западной Африки в связи с проблемой нефтегазоносности фундамента / Под ред. В.Б. Порфириева, В.П. Ключко. Киев: Наукова думка, 1975. 200 с.
4. Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г., Бембеев В.Э.-Г. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии. Элиста: Калмыцкое книжное издательство. 1986. 156 с.
5. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А. Рябухин Г.Е. О перспективах нефтегазоносности погребённых кор выветривания фундамента в некоторых районах СССР // Геология нефти и газа. 1972. № 4. С. 20–24.
6. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра. 1971. 463 с.
7. Порфириев В.Б., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др. Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе Днепровско-Донецкой впадины // Геологический журнал. Т. 42. 1982. № 4. С. 3–11.
8. Гавриш В.К. и др. Нефть, газ, ртуть и глубинные разломы Донбасса. Киев, 1984. 56 с.

9. Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П. и др. Объекты и объёмы поисков нефти и газа в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (Материалы Комплексной программы на 1989–1995 гг.). Киев. 1989.
10. Оруджева Д.С., Попков В.П., Рабинович А.А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Южного Маньышлака //Геология нефти и газа. 1985. № 7. С. 17–22.
11. Близеев А.Б., Муслимов Р.Х., Степанов В.П. Перспективы выявления газовых залежей в зонах разломов на северо-востоке Татарии // Экспресс-информация. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». Отечественный опыт. 1985. Вып. 6. С. 6–10.
12. Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П. и др. Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (Материалы Комплексной программы на 1989–1995 гг.). Киев. 1989.
13. Порфириев В.Б., Клочко В.П. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири) / Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти.- Киев: Наук. Думка,1982. – С. 5-155.
14. Порфириев В.Б., Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. и др. Строение и нефтегазоносность северной части Чёрного моря и сопредельных территорий. Киев: Наукова думка. 1978. 160 с.
15. Потапов И.И., Щербаков В.П. Геологические предпосылки возможной газоносности докембрийских образований Ростовского выступа //Советская геология. 1981. № 9. С. 31–36.
16. Брынза Н.Ф., Высочанский И.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П. Строение и этапы развития Днепровско-Донбасского ровообразного прогиба (авлакогена). Киев. 1979. 57 с.
17. Судариков Ю.А. Проблема нефтегазоносности палеозоя герцинского обрамления Прикаспийской мегасинеклизы. Прикаспийская мегасинеклиза: геология, геохимия, нефтегазоносность // Труды Московского института нефтехимической и газовой промышленности. Вып. 190. 1985. С. 72–81.
18. Чебаненко И.И. Проблема нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники её территории //Доклады АН СССР. Т. 168. 1966. № 6. С. 1387–1389.
19. Чебаненко И.И. Новые гипотезы и новые перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений //Геологический журнал. 1981. Т. 41. № 2. С. 10–20.
20. Чебаненко И.И., Довжок Е.М., Клочко В.П., Пономаренко М.И. Новое обнаружение нефти в кристаллических породах земной коры //Доклады АН УССР. Серия Б. 1986. № 6. С. 20–21.
21. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. Киев: Наукова думка. 1980. 180 с.

UDC 553.98; 550.83

A.V.Bembeev, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Lead Engineer of the Exploration Team of Southern Branch¹ of FSBI "VNIGNI", ESOEN expert, geologkn@mail.ru

V.A.Bembeev, Geologist of the 1st Category, OOO NK YugraNeftEProm²

O.V.Jambinov, Minister of Natural Resources and Environmental Protection³, Government of the Republic of Kalmykia, priemnaya@kalmpriroda.ru

P.P.Kamnev, CEO, JSC Astrakhan Geophysical Expedition⁴

Yu.N.Muev, Engineer of the North Caucasian Section of Aprelevsky Branch⁵, FSBI "VNIGNI"

¹4a Sadovy pereulok, Essentuki, Stavropol Region, 357633, Russia.

²3 Bolshaya Ordynka str. 3, office 14, Moscow, 115035, Russia.

³15, Nomto Ochirov str., Elista, 358011, Republic of Kalmykia, Russia.

⁴4 Shiryaeva str., Astrakhan, 414024, Russia.

⁵1 1st Ketritsa str., Aprelevka, Moscow region, 143360, Russia.

Justification for Setting up Regional Geological and Geophysical Studies, Parametric Drilling within the Territory of the Republic of Kalmykia

Abstract. Search for ways of further strengthening the raw material resources within the framework of ensuring the national security of the Russian Federation is directly connected with the search and exploration of oil and gas on the territory of the Republic of Kalmykia not only at the traditional depth of 2.5 km, but also at greater depths, organization of prospecting work of new oil-and-gas-bearing objects. At present there are not only theoretical prerequisites for the practical solution of the question of industrial oil-and-gas bearing capacity of the basement rocks from the standpoint of both theories of origin of oil. Deep fault zones (and their intersections), crushing, disintegration and leaching zones, decompression zones, etc. can be geological objects in the basement rocks. Deposits and deposits discovered in the basement rocks (several hundreds) indicate the presence of reservoirs – reservoirs and covers, both in the near-surface zone (weathering crusts: area and linear), and in its strata (zones of increased fracturing, deconsolidation, etc.). The authors of the present rationale attach exceptional importance to the fault-block tectonics. Drilling of ultra-deep and parametric wells, revealing considerable thicknesses of crystalline and metamorphic rocks showed alternation of dense and fractured areas at great depths from the surface of the basement). Fracturing and hydrocarbons in the Kola well have been established even in the 11–12 km interval. So far, the lower limit of commercial oil and gas content of the basement has not been established, which suggests its great potential. At present, the commercial oil-and-gas content of crystalline and metamorphic rocks of the basement has reached 1000 m from the surface of the basement.

Keywords: exploration works; oil and gas potential; Shaft Karpinsky; foundation rocks; deep fault; parametric well; a comprehensive program for studying the prospects of oil and gas potential

References

1. Bembeev V.E., Bembeev A.V., Chebanenko I.I. i dr. *Poiski uglevodorodov v zonakh glubinnykh razlomov v Dneprovsko-Donetsko-Mangyshlakском прогибе (Калмыцкая АССР)* [Search for hydrocarbons in deep fault zones in the Dnieper-Donetsk-Mangyshlak trough (Kalmyk ASSR)]. Kiev, IGN AN USSR Publ., 1990, 56 p.
2. *Geologicheskie kriterii poiskov novykh ob'ektov na neft' i gaz na territorii Ukrayiny* [Geological criteria for searching for new objects for oil and gas on the territory of Ukraine]. Edited by V.B. Porfiriev. Kiev, Naukova dumka Publ., 1977, 152 p.
3. *Geologicheskoe stroenie i istoriya razvitiia platformennykh oblastei Ukrayiny i Severo-Zapadnoi Afriki v sviazi s problemoi neftegazonosnosti fundamenta* [Geological structure and history of the development of platform areas in Ukraine and North-West Africa in connection with the problem of oil and gas potential of the basement] Edited by V.B. Porfiriev, V.P. Klochko. Kiev, Naukova dumka Publ., 1975, 200 p.
4. Kapustin I.N., Kiriukhin L.G., Bembeev V.E.-G. i dr. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Kalmykii* [Geological structure and oil and gas potential of Kalmykia]. Elista, Kalmytskoe knizhnoe izdatel'stvo Publ., 1986, 156 p.
5. Zhuravlev E.G., Lapinska T.A. Riabukhin G.E. *O perspektivakh neftegazonosnosti pogrebennykh kor vyvetrivaniiia fundamenta v nekotorykh raionakh SSSR* [On the prospects for oil and gas potential of buried basement weathering crusts in some regions of the USSR]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1972, No 4, pp. 20–24.
6. Nesterov I.I., Salmanov F.K., Shpil'man K.A. *Neftianye i gazovye mestorozhdeniya Zapadnoi Sibiri* [Oil and gas fields in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1971, 463 p.
7. Porfir'ev V.B., Kraushkin V.A., Klochko V.P. i dr. *Novoe napravlenie geologorazvedochnykh rabot v Akhtyrskom neftegazopromyslovom raione Dneprovsko-Donetskoi vpadiny* [A new direction of geological exploration in the Akhtyrsky oil and gas field area of the Dnieper-Donets depression]. *Geologicheskii zhurnal* [Geological journal], vol. 42, 1982, No 4, pp. 3–11.
8. Gavrish V.K. i dr. *Neft', gaz, rtut' i glubinnye razlomy Donbassa* [Oil, gas, mercury and deep faults of Donbass]. Kiev, 1984, 56 p.
9. Dem'ianchuk V.G., Krot V.V., Chebanenko I.I., Klochko V.P. i dr. *Ob'ekty i ob'emy poiskov nefti i gaza v kristallicheskikh porodakh fundamenta na Severnom bortu Dneprovsko-Donetskoi vpadiny (Materialy Kompleksnoi programmy na 1989–1995 gg.)* [Objects and volumes of oil and gas prospecting in crystalline foundation rocks on the northern side of the Dnieper-Donets depression (Materials of the Comprehensive Program for 1989–1995)]. Kiev, 1989.
10. Orudzheva D.S., Popkov V.P., Rabinovich A.A. *Novye dannye o geologicheskem stroenii i perspektivakh neftegazonosnosti doiurskikh otlozhenii luzhnogo Mangyshlaka* [New data on the geological structure and oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of the South Mangyshlak]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1985, No 7, pp. 17–22.
11. Blizeev A.B., Muslimov R.Kh., Stepa-nov V.P. *Perspektivnye vyialeniia gazovykh zalezhei v zonakh razlomov na severo-vostoke Tatarii* [Prospects for identifying gas deposits in fault zones in the north-east of Tataria]. *Ekspress-informatsiya. Seria «Neftegazovaia geologija i geofizika». Otechestvennyi opyt* [Express-information. Series "Oil and gas geology and geophysics". Domestic experience]. 1985, issue 6, pp. 6–10.
12. Dem'ianchuk V.G., Krot V.V., Chebanenko I.I., Klochko V.P. i dr. *Poiski uglevodorodov v kristallicheskikh porodakh fundamenta na Severnom bortu Dneprovsko-Donetskoi vpadiny (Materialy Kompleksnoi programmy na 1989–1995 gg.)* [Search for hydrocarbons in the crystalline rocks of the basement on the northern side of the Dnieper-Donets depression (Materials of the Comprehensive Program for 1989–1995)]. Kiev, 1989.
13. Porfir'ev V.B., Klochko V.P. *Geologicheskie aspekty neftegazonosnosti fundamenta (na primere Zapadnoi Sibiri)* [Geological aspects of the oil and gas content of the foundation (on the example of Western Siberia)]. *Oсобенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти* [Features of the deep structure of the earth's crust and theoretical justifications for the inorganic genesis of oil]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1982, pp. 5–155.
14. Porfir'ev V.B., Sollogub V.B., Chekunov A.V. i dr. *Stroenie i neftegazonosnost' severnoi chasti Chernogo moria i sopredel'nykh territorii* [Structure and oil and gas potential of the northern part of the Black Sea and adjacent territories]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1978, 160 p.
15. Potapov I.I., Shcherbakov V.P. *Geologicheskie predposyalki vozmozhnoi gazonosnosti dokembriiskikh obrazovanii Rostovskogo vystupa* [Geological prerequisites for the possible gas content of the Precambrian formations of the Rostov ledge]. *Sovetskaia geologija* [Soviet Geology], 1981, No 9, pp. 31–36.
16. Brynza N.F., Vysochanskii I.V., Chebanenko I.I., Klochko V.P. *Stroenie i etapy razvitiia Dneprovsko-Donbasskogo rovoobraznogo progiba (aulakogena)* [Structure and stages of development of the Dnieper-Donbass trough (aulacogen)]. Kiev, 1979, 57 p.
17. Sudarikov Iu.A. *Problema neftegazonosnosti paleozoia gertsinskogo obramleniya Prikaspiskoi megasineklizi. Prikaspiskaia megasinekliza: geologija, geokhimiia, neftegazonosnost'* [The problem of oil and gas potential of the Paleozoic of the Hercynian framing of the Caspian megasyncline. Caspian megasyncline: geology, geochemistry, oil and gas potential]. *Trudy Moskovskogo instituta neftekhimicheskoi i gazovoipromyshlennosti* [Proceedings of the Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry], issue 190, 1985, pp. 72–81.
18. Chebanenko I.I. *Problema neftegazonosnosti Ukrayiny v svete razlomno-blokovoi tektoniki ee territorii* [The problem of oil and gas potential of Ukraine in the light of the fault-block tectonics of its territory]. *Doklady AN SSSR* [Reports of the Academy of Sciences of the USSR], vol. 168, 1966, No 6, pp. 1387–1389.
19. Chebanenko I.I. *Novye gipotezy i novye perspektivy poiskov neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [New hypotheses and new prospects for prospecting for oil and gas fields]. *Geologicheskii zhurnal* [Geological journal], 1981, vol. 41, No 2. pp. 10–20.
20. Chebanenko I.I., Dovzhok E.M., Klochko V.P., Ponomarenko M.I. *Novoe obnaruzhenie nefti v kristallicheskikh porodakh zemnoi korы* [New discovery of oil in crystalline rocks of the earth's crust]. *Doklady AN USSR. Seria B* [Reports of the Academy of Sciences of the Ukrainian SSR. Series B], 1986, No 6, pp. 20–21.
21. Chirvinskaya M.V., Sollogub V.B. *Glubinnaia struktura Dneprovsko-Donetskogo avlakogena po geofizicheskim dannym* [Deep structure of the Dnieper-Donetsk aulacogen according to geophysical data]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1980, 180 p.



О.А. Мазнев
ООО «Удоканская медь»¹
главный геолог



В.И. Кокушев
ООО «Удоканская медь»¹
инженер ГИС



А.Е. Кошанов
ООО «Удоканская медь»¹
начальник управления по
минеральным ресурсам

Геометаллургическая модель месторождения Удокан

¹Россия, 674159, Забайкальский край, Каларский р-н, п. Удокан, ул. Фабричная, 1.

В статье рассматривается проблема технологического картирования руд месторождения Удокан. Традиционный подход выделения сортов руд по двум параметрам – содержанию меди и степени окисленности – недостаточен для обеспечения стабильности технологического процесса на обогатительной фабрике. Рассмотрены особенности создания геометаллургической модели и ее практического использования

Ключевые слова: модель; ресурсная; геометаллургическая; технологические параметры; управление качеством; рудопотоки; руда; планирование; качество руды; переработка

В современном мире широкой интеграции информационных технологий во все аспекты жизни человека, а как следствие – и работы предприятий, невозможно представить нормальное функционирование горно-обогатительных комбинатов без трёхмерной модели месторождения с математически оптимизированным распределением металла по рудным телам. Такие модели принято называть ресурсными. Но для бесперебойного планирования работы обогатительной фабрики (ОФ) необходимо применение геометаллургической модели, которая несет в себе информацию о распределении технологических параметров руд в пространстве.

Каким образом решается вопрос добычи и переработки руд, если на месторождении выделяются два и более технологических типов руд? Эти технологические типы руд оконтуриваются и добываются раздельно. Для каждого из типов руд разрабатывается и внедряется отдельная технологическая цепочка их переработки на обогатительной фабрике.

Почему эта отработанная в России и во всем мире технология не применима для месторождения Удокан?

Теоретически возможно геометризовать в пространстве технологические типы руд месторождения Удокан, например, окисленные и первично-сульфидные. Это потребует бурения очень густой сети скважин эксплуатационной разведки. Но при этом контуры полученных типов руд настолько морфологически сложны, линзованы, что невозможна их корректная селективная выемка даже на 5-метровом уступе. Заметим, что проект отработки месторождения предусматривал применение 10-метровых уступов на первом этапе и постепенный переход на 15-метровые уступы.

В силу этой причины была разработана единая флотационно-гидрометаллургическая схема переработки руд без выделения и раздельной переработки типов руд.

Основная задача горно-геологической службы – организовать непрерывное питание рудой с заданными технологическими параметрами.

Предполагалось, что достичь этого можно выделением некоторого количества сортов руд по содержанию меди ($Cu_{общ}$) и степени окисления (OXID), их селективной добычи, раздельного складирования. Это позволит организовать сложный процесс шихтования для питания ОФ.

Практика показывает, что выделение сортов руд по двум признакам (содержание меди и степень окисленности) недостаточно для обеспечения стабильности технологического процесса ОФ, что и привело к осознанию необходимости создания геометаллургической модели.

Компанией AMC consultant в 2021 г. была создана геометаллургическая блочная модель месторождения (ГМБМ) Удокан. В основу построения ГМБМ положено присутствие устойчивых связей перечня существенных свойств руды, влияющих на параметры измельчения и переработки руды.

ГМБМ разработана для двух участков месторождения. Схема участков и скважин, пробуренных для отбора технологических проб, представлена на **рис. 1**.

Геометаллургическая модель включает в себя оценки технологических параметров пере-

работки руд, включая извлечение на каждой стадии технологического передела. Оценки представлены для всех ячеек блочной модели в пределах доменов медной минерализации.

Предполагается использовать созданную ГМБМ для двух целей:

- за счет комплексного планирования качества руды, поставляемой на фабрику, повысить эффективность производства и снизить риски невыполнения проектных показателей переработки руды;

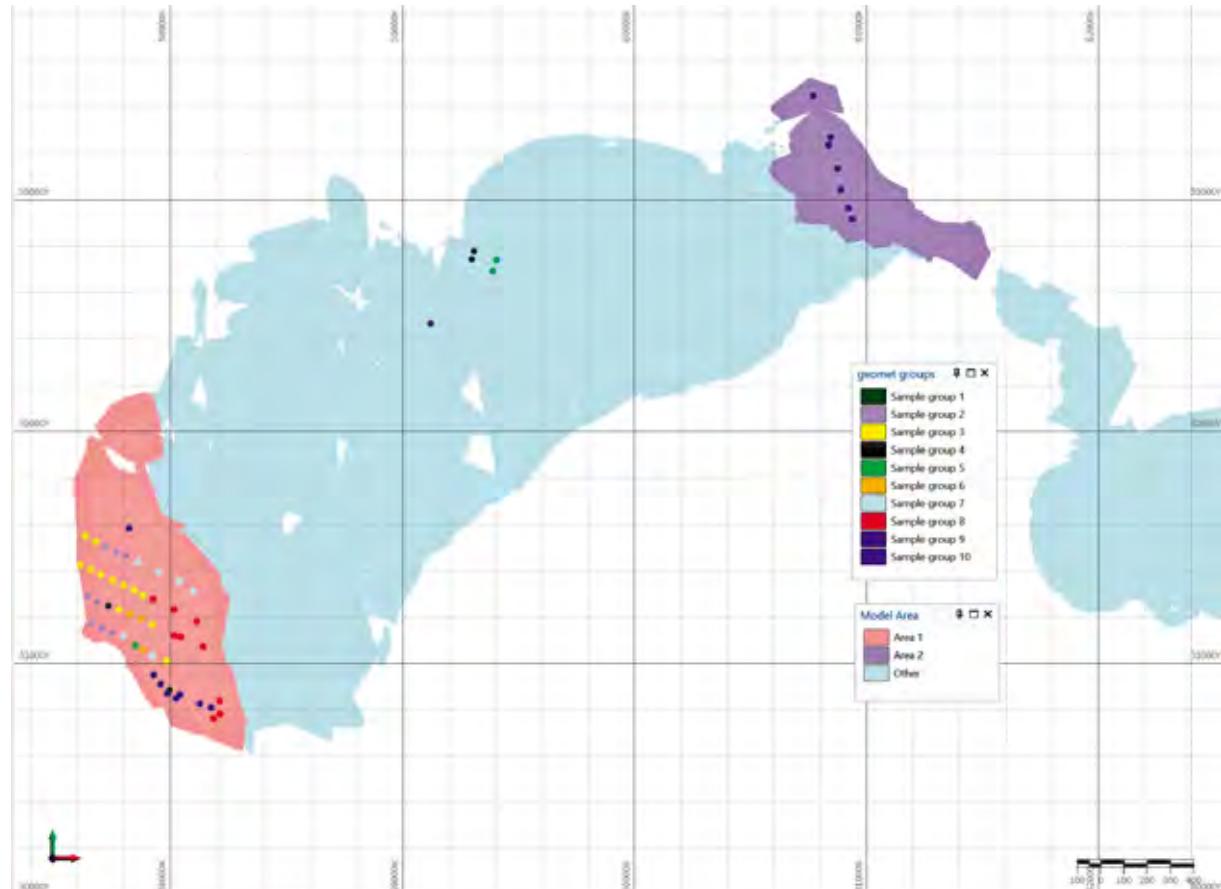
- возможность управления качествомрудопотоков в процессе добычи и переработки руды.

Как было сказано выше, геометризация типов руд в пространстве, например в виде каркасных моделей, невозможна ввиду сложности их геометрии и неоднозначности увязки. В силу этого оценки геометаллургических параметров проводились с использованием математической интерполяции между пробами скважин. В каждую ячейку ресурсной блочной геологической модели был записан ряд технологических параметров.

Программа по созданию ГМБМ выполнялась на участках Западный-1 и Западный-2, которые

Рис. 1.

Схема расположения участков



Переменная	Описание
W svt	Вариативный рабочий индекс само-/полусамоизмельчения Старки
W bvi	Вариативный рабочий индекс шарового измельчения Бонда
MASS PULL BULK FLOTATION	Выход концентраты коллективной флотации, %
BULK FLOT CU T %	Содержание меди общей в коллективном флотоконцентрате, %
BULK FLOT CU OX %	Содержание окисленной меди в коллективном флотоконцентрате, %
RECOVERY BF CU T %	Извлечение общей меди в коллективный концентрат, %
RECOVERY BF CU OX %	Извлечение окисленной меди в коллективный концентрат, %
ALMASSPULL	Выход в нерастворимый остаток после атмосферного выщелачивания, %
ALCU	Содержание общей меди в кеке атмосферного выщелачивания, %
ALCUOX	Содержание окисленной меди в кеке атмосферного выщелачивания, %
RECOVERY AT LEACH CU %	Извлечение общей меди при атмосферном выщелачивании, %
RECOVERY AT LEACH CU OX %	Извлечение окисленной меди при атмосферном выщелачивании, %
ACID CONSUMPTION	Общий расход кислоты, кг/т
MASS PULL SULF FLOT	Выход сульфидного концентратата при сульфидной флотации, %
SULF FLOT CU T %	Содержание общей меди в сульфидном концентрате, %
SULF FLOT CU OX %	Содержание окисленной меди в сульфидном концентрате, %
RECOVERY SF CU T %	Извлечение общей меди в сульфидный концентрат, %
RECOVERY SF CU OX %	Извлечение окисленной меди в сульфидный концентрат, %

предназначены для отработки в течение первых 4 лет, начиная с 2022 г. Из 66 разведочных скважин колонкового бурения были отобраны 10-метровые композитные пробы. Сформировано и отправлено в лабораторию 10 групп проб для проведения технологических испытаний,

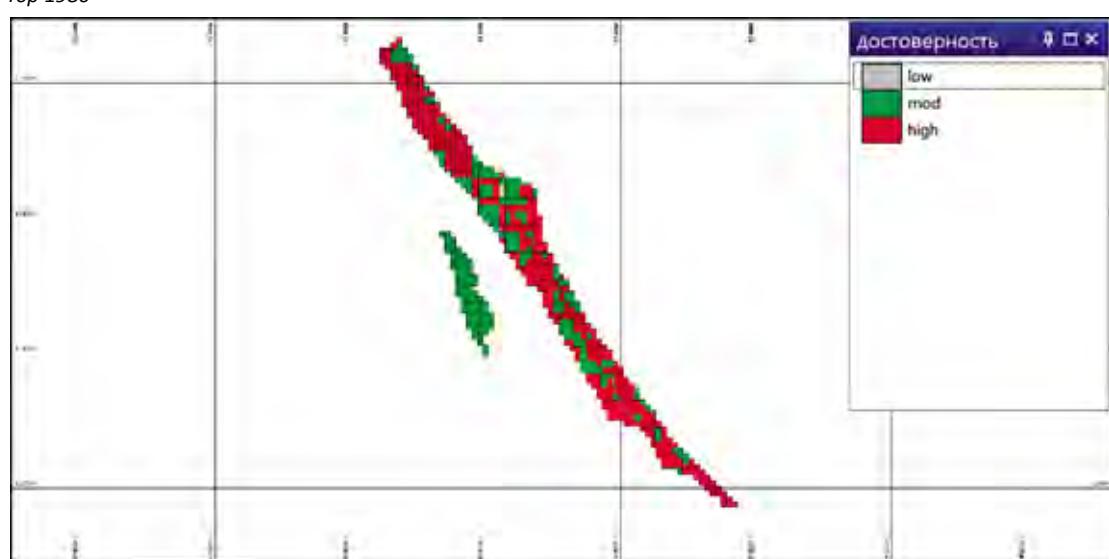
минералогических и физико-химических исследований, а также исследований на примеси.

Композитные пробы анализировались на Cu, Cu_{ox}, Ag, SiO₂, Al₂O₃, CaO, TiO₂, Fe_{Tot}, S_{Tot}.

Использование геометаллургической блочной модели (ГМБМ)

Напомним, что ГМБМ включает в себя оценки технологических параметров переработки руд,

Рис. 2.
Уровень достоверности (PRDCONF) уч. Западный-1
Гор 1980



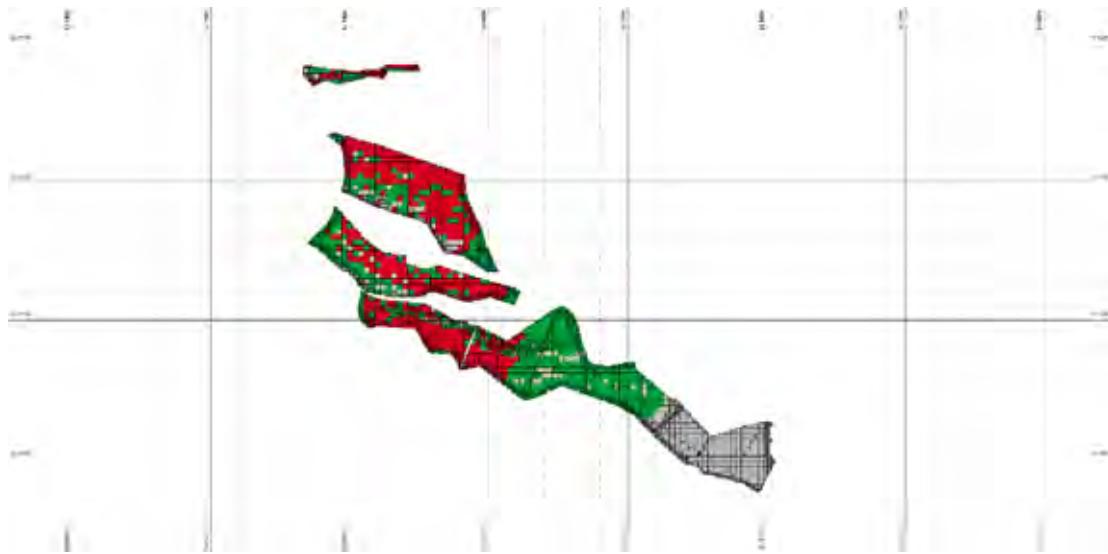


Рис. 3.
Уровень достоверности (PRDCONF) уч. Западный-2 Гор 1980

в том числе извлечение на каждой стадии технологического передела. Эти оценки представлены для всех ячеек блочной модели в пределах доменов медной минерализации. Также к каждому блоку добавляется качественная оценка достоверности, основанная на достоверности оценок содержания и достоверности геометаллургических оценок.

ГМБМ может быть использована в будущем при оптимизации проекта, включая оптимизацию производительности (размера проекта) и стратегии бортовых содержаний.

Рис. 4.
Сквозное извлечение меди (TCUR) уч. Западный-1 Гор 1980

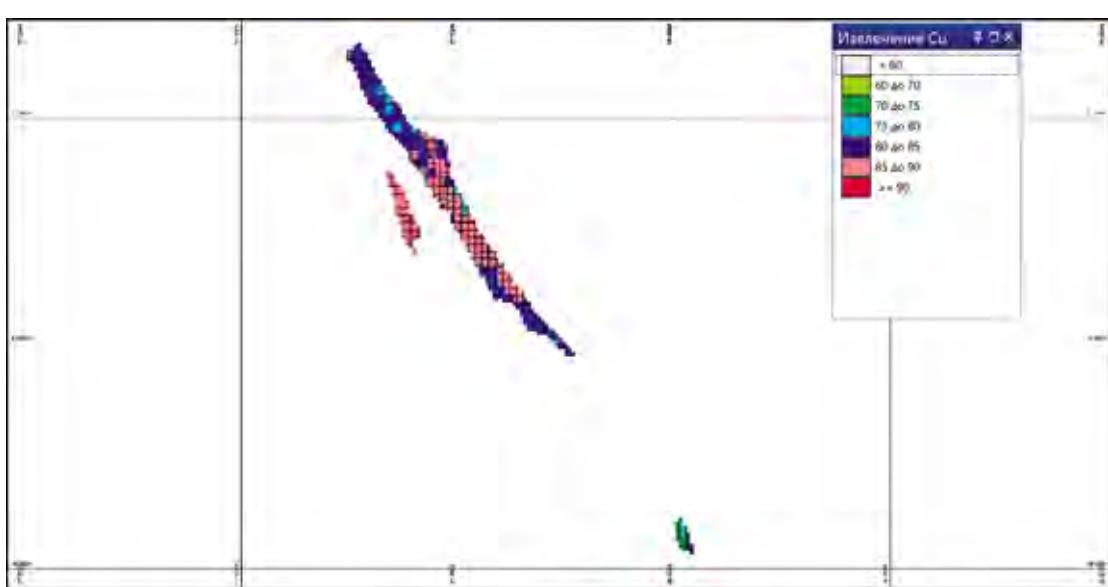
Анализ применимости ГМБМ

Для иллюстрации пространственного распределения металлургических параметров (в российской терминологии – технологических параметров) был выбран горизонт 1980. На *рис. 1–6* показаны три параметра ГМБМ двух участков месторождения – Западный-1 и Западный-2:

- уровень достоверности прогноза – PRDCONF;
- итоговое извлечение меди – TCUR;
- общий расход кислоты – ACIDCON.

Уровень достоверности прогноза – PRDCONF

В модели приняты качественные показатели уровней достоверности – *High*, *MOD* и *LOW*.



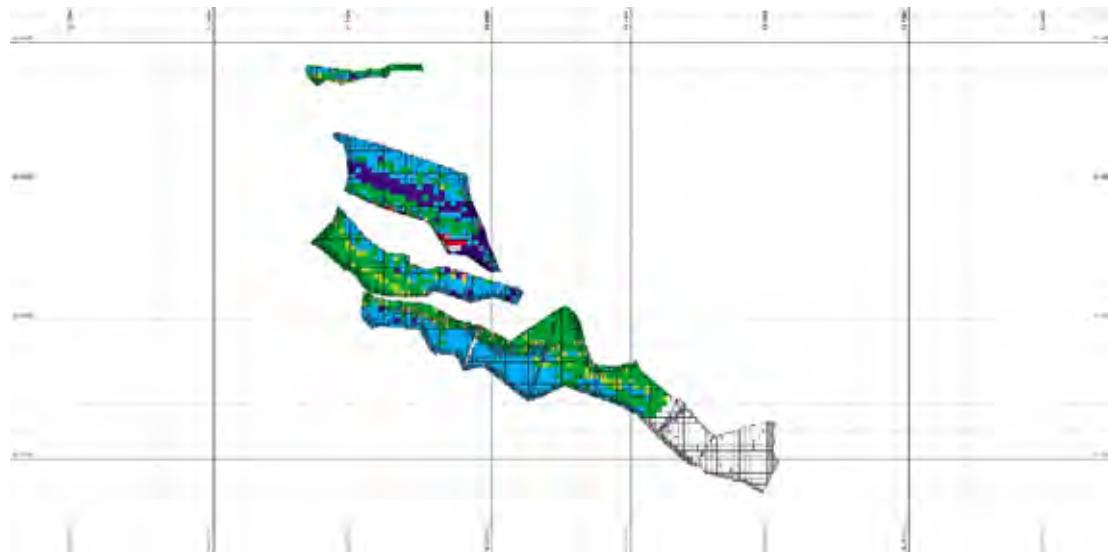


Рис. 5.
Сквозное извлечение меди (TCUR) уч. Западный-2 Гор 1980

Рис. 2 и 3 иллюстрируют параметр уровня достоверности для участков Западный-1 и Западный-2.

Достоверность участка Западный-1 выше в силу более густой сети разведочного бурения.

Несмотря на то, что значительная доля ячеек модели участков имеет показатель *High* (высокая), авторы геометаллургической модели подчеркивают, что она *не подходит* для краткосрочного рудного контроля, поскольку расстояние между пробами из скважин слишком велико для краткосрочных оценок.

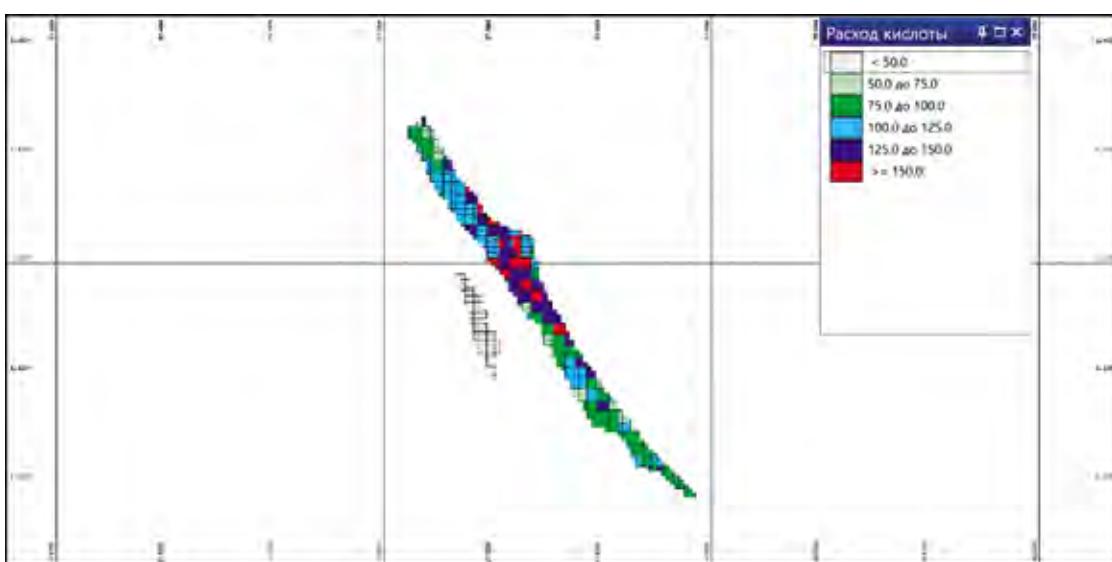
Итоговое извлечение меди – TCUR

На рис. 4 и 5 показан параметр итогового извлечения меди общего. Показатель извлечения участка Западный-1 колеблется в интервале 80–95%, что существенно выше участка Запад-

ный-2 (60–85%). Кроме того, юго-западная часть участка осталась не охарактеризованной (серая окраска ячеек) из-за крайне низкой плотности сети опробования, а следовательно – и низкой достоверности оценок ГМБМ. **Общий расход кислоты – ACIDCON**

Еще один критически важный параметр – общий расход кислоты (ACIDCON) проиллюстрирован на рис. 6 и 7. Участок Западный-1 характеризуется средними значениями 80–100 кг/т при существенном разбросе параметра. Например, параллельное основному рудное тело имеет показатель менее 50 кг/т. С другой стороны, отмечается области основного рудного тела с повышенным расходом кислоты 100–150 кг/т.

Рис. 6.
Расход кислоты уч. Западный-1 Гор 1980



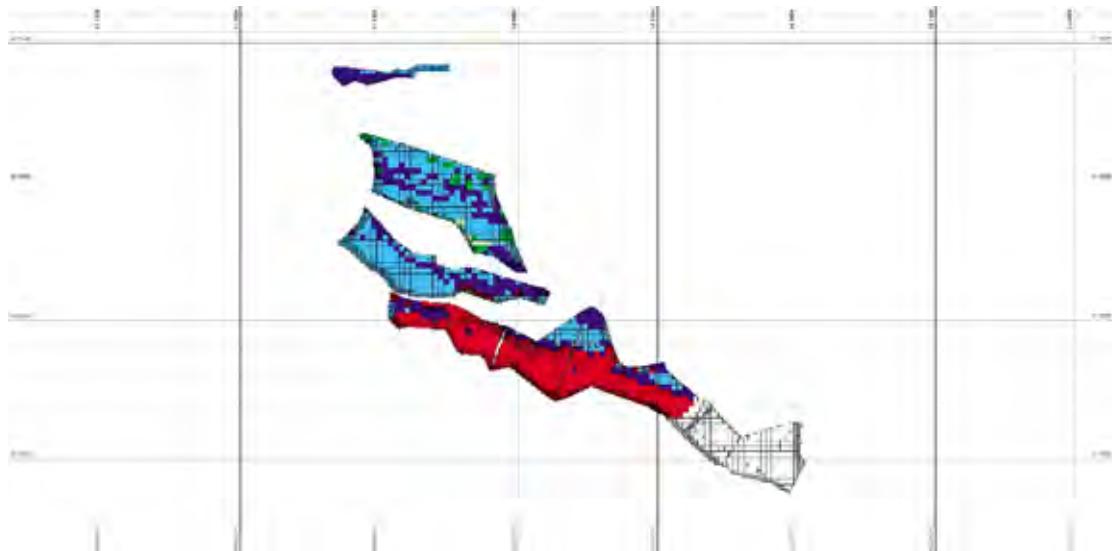


Рис. 7.

Расход кислоты уч. Западный-2 Гор 1980

Для участка Западный-2 расход кислоты существенно выше. Выделяется обширный домен с расходом более 150 кг/т. Этот домен участка Западный-2 отмечается уже на горизонте +2020 м и уверенно протягивается вниз до горизонта +1920 м.

Еще раз подчеркнем, что созданная на первом этапе геометаллургическая блочная модель месторождения применима для среднесрочного планирования. Она позволяет в интервале месячного, квартального или годового планирования оценить геометаллургические параметры руды, подаваемой на ОФ.

Второй этап развития ГМБМ подразумевает повысить ее детальность до возможности суточного планирования. Для достижения этой цели в первую очередь необходимо опробование скважин по более густой сети бурения. Лучшими кандидатами на эту роль выступают

скважины сопровождающей эксплуатационной разведки СЭР, бурение которых осуществляется в настоящее время. Сеть бурения скважин СЭР – 10×12 м с 2-метровыми интервалами опробования.

Для обеспечения поставленной задачи предполагается существенно увеличить мощность аналитической лаборатории «Удоканской меди» как по количеству обрабатываемых проб, так и по спектру анализируемых элементов.

Любая модель месторождения для повышения достоверности требует постоянной динамической коррекции по мере увеличения объема данных, подвергающихся анализу. Уравнение регрессии, используемое для интерполяции технологических параметров при создании модели, так же не является константой, и по мере получения данных сопоставления модели с фактом переработки, будет изменяться, возможно, потребуется использование нескольких уравнений для разных участков. ①

UDC 553.434

O.A. Maznev, Chief Geologist, LLC "Udokan Copper"¹

V.I. Kokushev, Engineer-geophysicist, LLC "Udokan Copper"¹

A.E. Koshanov, Head of Department for Mineral Resources, LLC "Udokan Copper"¹

¹1 Fabrichnaya str., Udokan, Kalarsky district, Zabaykalsky Region, 674159, Russia.

Geometallurgical Model of the Udokan Deposit

Abstract. The article deals with the problem of technological mapping of ores from the Udokan deposit. The traditional approach to separating ore grades according to two parameters – copper content and degree of oxidation – is insufficient to ensure the stability of the technological process at the processing plant. The features of the creation of a geometallurgical model and its practical use are considered.

Keywords: model; resource; geometallurgical; technological parameters; quality control; ore flows; ore; planning; ore quality; processing



М.М. Шац
канд. геогр. наук
Институт мерзлотоведения
им. П.И. Мельникова СО РАН
ведущий научный сотрудник
mmshatz@mail.ru

Геотехнологические условия Айхальского ГОКа (Северо-Западная Якутия)

¹Россия, 677010, Якутск, ул. Мерзлотная, 36.

Показано состояние алмазодобывающей отрасли в РФ. Освещена история создания Айхальского ГОКа и его эксплуатации. Охарактеризовано местоположение объекта, природные, в том числе орографические, геокриологические и гидрогеологические условия района размещения предприятия. Отмечено значение совершенствования технологических процессов производства в повышении уровня и качества извлечения и обогащения горной массы

Ключевые слова: состояние алмазодобывающей отрасли; орографические, геокриологические и гидрогеологические условия района; совершенствование технологических процессов производства; извлечение и обогащение горной массы

Российская Федерация, наряду с африканскими странами, долгое время остается крупнейшим мировым производителем необработанных алмазов. В 2017 г. добыча природных алмазов в нашей стране составила 30% мирового уровня, что в физическом эквиваленте составляет 40,3 млн каратов. РФ располагает богатейшей в мире минерально-сырьевой базой коренных алмазов – запасы драгоценных камней эксплуатируемых и осваиваемых месторождений составляют 653 млн кар. Запасы, учитываемые Государственным балансом запасов полезных ископаемых, превышают 1,18 млрд кар., более 83% из них относятся к категориям А+В+С1 [11]. Также на государственном учете стоят гигантские запасы импактных алмазов месторождений на границе Якутии и Красноярского края, достигающие 268 млрд кар. Перспективы прироста запасов алмазов значительны. Основу российской сырьевой базы алмазов составляют коренные кимберлитовые месторождения в трубках и дайках, заключающие 93% запасов драгоценного сырья; еще 7% запасов камней сконцентрировано в россыпях. В распределенном фонде недр Якутии находятся 47 месторождений алмазов (20 коренных и 27 россыпных), в том числе все 22 значимых объекта [11].

Компания ПАО «АК «АЛРОСА», в активы которой входят основные месторождения, завершила работы по разведке глубоких горизонтов трубки «Айхал», по результатам которых получен значительный прирост запасов драгоценных кристаллов.

Некоторое снижение добычи кристаллов в отдельные периоды вызвано ее сокращением на трубках Юбилейная, Удачная, Интернациональная и Ботубинская из-за отработки блоков руды с более низким содержанием алмазов. В России на рынке алмазов более 95% российской добычи приходится на компанию «АЛРОСА», которая как монополист в алмазодобывающем сегменте, не допускает конкурентов для выхода на рынок, за исключением разработки некоторых россыпных месторождений.

Подобное положение объясняется тем, что месторождения алмазов имеют стратегическое значение для страны. В нынешней экономической и политической ситуации, связанной с замедлением роста экономики, сложно прогнозировать перспективы роста производства алмазов в Российской Федерации. Ко всему прочему ситуация усложняется низкой стоимостью необработанных алмазов на мировом рынке (около 88,75 долл./кар), падением рентабельности добычи сырья на ряде месторождений, стремлением некоторых алмазодобывающих стран разви-

вать собственные обрабатывающие мощности. Несомненно, что по мере разрастания мирового финансового кризиса эти обстоятельства могут негативным образом сказаться на перспективах развития российской алмазно-бриллиантовой индустрии уже в ближайшие годы. Из всего этого следует необходимость проведения всестороннего анализа состояния, проблем и перспектив развития российского алмазного рынка в современных условиях. После резкого падения во время мирового кризиса 2008–2009 гг., рынок бриллиантов довольно быстро восстановился и начал набирать обороты на фоне роста спроса со стороны азиатских стран, в особенности Китая [11].

Хотя Россия является крупнейшим в мире держателем запасов алмазов, они могут быть исчерпаны менее чем через четверть века, учитывая высокие темпы добычи. На многих значимых коренных месторождениях страны алмазодобыча ведется дорогостоящим и трудоемким подземным способом. Помимо того, постепенно снижается эффективность добычи российского алмазного сырья на разрабатываемых месторождениях, а новые крупные залежи, за редким исключением, в настоящее время не разведываются. В этих условиях успешная деятельность одного из крупнейших предприятий – Айхальского ГОКа особенно значима для экономики АК «АЛРОСА» и нашей страны в целом.

Необходимо особо отметить, что состав Айхальского ГОКа не ограничивается одноименной алмазной трубкой. Кроме нее к горно-обогатительному комбинату относятся трубки Юбилейная и Комсомольская. В данной публикации, из-за ограниченности объема остановимся на наиболее известном алмазном месторождении Айхал и Айхальском ГОКе.

История создания Айхальского ГОКа и его эксплуатации

Приказ об организации рудника «Айхал» в тресте «Якутальмаз» был издан 15 февраля 1961 г. Собственно Айхальский ГОК сформировался в 1986 г. и осуществлял добычу алмазов на базе рудников «Айхал», трубки Юбилейная и карьера «Комсомольский». Разработка трубки Айхал открытым способом началась в 1961 г., и к 1997 г. карьер достиг своей предельной глубины – 305 м [17]. Рудник «Айхал» введен в эксплуатацию в 2005 г. и завершил программу по наращиванию проектной мощности до 500 тыс. т руды в 2012 г. После вывода из эксплуатации карьера в 1997 г. начались опытно-промышленные горные работы для запуска подземной добычи. Первое пусковое оборудование подземного рудника было введено в эксплуатацию в 2005 г.



Рис.1.
Трубка «Айхал» (фото пресс-службы ГОКа)

тацию в 2005 г., а второе, проектной производительностью 250 тыс. т руды – в 2009 г. Руда, добываемая Айхальским ГОКом, перерабатывается на обогатительных фабриках № 8 и 14, проектная мощность которых составляет 1,7 млн т и 10 млн т руды в год, соответственно.

Третья очередь «Айхала» была запущена 6 апреля 2012 г., в результате чего показатели вышли на проектную мощность. В 2013 г. объем руды, добываемой подземным способом, ещё более вырос. Дополнительное исследование геологического строения месторождения Айхал дало основания АЛРОСА принять решение о дальнейшей разработке рудника на глубину 300 м, что позволит существенно пополнить сырьевую базу и продлить срок работы рудника до 2044 г.

В 2020 г. достроен и введен в эксплуатацию основной откаточный горизонт – -100 м, и начато строительство вскрывающих выработок нижележащих горизонтов. Начало добычи алмазов на новых горизонтах предусмотрено не позднее 2027 г. Реализация проекта позволит пополнить сырьевую базу почти на 20 млн кар., а также ежегодно поддерживать уровень добычи в объеме 500 тысяч т руды до 2044 г. Изначально балансовые запасы составляли 6,2 млн т руды с окончанием срока эксплуатации месторождения в 2034–2035 гг.

Разработка трубки Юбилейная ведется открытым способом с 1989 г., на нее приходится

основной объем добычи Айхальского ГОКа. Согласно кодексу *JORC*, запасы трубки Юбилейная оцениваются на уровне 97 млн карат алмазного сырья, с учетом этой оценки добыча на трубке может быть обеспечена до 2030 г.

Карьер «Комсомольский» начал функционировать в 2002 г., ранее одноименное месторождение было разведано на глубину приблизительно 460 м и разрабатывается открытым способом. Запасы оцениваются на уровне 4,8 млн т руды, содержащей 1,8 млн карат при среднем содержании алмазов в руде 0,37 карат на тонну. Средний вес алмазов, добываемых на этом месторождении, в 1,52 раза выше, чем средний вес алмазов, извлекаемых из трубок Юбилейная и Айхал.

Природные условия территории Айхальского ГОКа

В административном отношении территория ГОКа входит в состав муниципального образования «Мирнинский район» Республики Саха (Якутия) и располагается в 350 км на северо-запад от г. Мирный, в южной части г. Айхал. Трубка находится в пределах Вилюйского плато в восточной части Среднесибирского плоскогорья, в нижней части долины р. Сосхолох-Мархинский, в Далдыно-Алакитском алмазоносном районе (Алакит-Мархинское поле) в нижней части долины р. Сосхолох-Мархинский. Она расположена в по-

ле ордовикско-силурийских пород рядом с трапповым силлом, который отстоит от нее в 50 м [8].

Трубка имеет сильно удлиненную форму (*рис. 1*) на дневной поверхности и на глубине. Отношение ее осей составляет: на дневном срезе 1:6, на глубине 140 м – 1:21 и на глубине 240 м – 1:29. Далее по падению она переходит в жильное тело мощностью 2,0–3,0 м и выполнена разновозрастными кимберлитовыми брекчиями. Кимберлиты её, по сравнению с породами других трубок Якутской алмазоносной провинции, характеризуются высокими содержаниями карбонатов, апатита и барита. Отличительной особенностью их является присутствие бадделеита – минерала карбонатитовых комплексов [10].

Климат территории резко континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет по метеостанции Шелогонцы -13,2 °C, по метеостанции Айхал – -10,9 °C.

Наиболее крупными водотоками территории являются ручьи Сохсолох и Ойур-Юргэз. По режиму стока они относятся к рекам восточносибирского типа, характеризующимся хорошо выраженным весенне-летним половодьем, летне-осенней меженью и отсутствием стока в зимний период. Поперечные профили их долин имеют корытообразную форму с относительно крутыми бортами. Днища долин полого вогнутые, заболоченные.

Участок приурочен к водоразделу рек Сохсолох и Чукука и имеет пологий увалистый рельеф. Перепад высот – от 420 до 680 м. Слоны в районах распространения траппов крутые, а на карбонатных породах пологие (до 2–5°).

Современные отложения представлены аллювием долинного комплекса, а также элювиально-делювиальными и озерно-болотными отложениями. Они представлены песками, суглинками, глинами, гравием, щебнем и галькой мощностью 0,5–10 м.

Кристаллический фундамент, представленный горными породами раннего протерозоя, залегает на глубине 2,5–3,5 км [10]. Породы нижнего палеозоя представлены глинисто-карбонатными породами кембрия, ордовика и нижнего силура. Терригенные отложения каменноугольно-пермского периода залегают на размытой поверхности карбонатных пород нижнего палеозоя и представлены конгломератами, гравелитами, аргиллитами, глинистыми и углистоглинистыми сланцами, песчаниками и алевритами с прослойями бурых углей. Мощность этих отложений достигает до 100–150 м.

Трубка принадлежит к Далдыно-Алакитскому алмазоносному району, Алакит-Мархинско-

му кимберлитовому полю. В пространственном отношении приурочена к левому склону долины реки Сохсолох-Мархинской, она находится в 15 км от устья данной реки.

Трубка сложена кимберлитами различной плотности, и не кимберлитовыми (вмещающими кимберлиты) породами, она прорывает терригенно-карбонатные отложения нижнего палеозоя, представленные известняками среднего отдела силурийской системы, мергелями и известняками. Присутствуют известняки сохсолохской свиты нижнего ордовика, глинистые доломиты и доломитистые известняки олдондинской свиты нижнего ордовика.

Кимберлитовая трубка Айхал представляет собой кругопадающее сплюснуто-трубчатое тело, имеющее в поперечном сечении дайкообразную форму [10]. До начала отработки поверхность рудного тела имела размеры: по длинной оси – 510 м, по короткой от 85 м до 125 м. Как единое рудное тело трубка прослеживалась до горизонта +350 м (на глубину 150 м от поверхности). Ниже обособляется и прослеживается на глубину западный рудный столб (один из подводящих каналов).

Остальная часть трубки единым рудным телом прослеживается до горизонта -100 м (на глубину 600 м от поверхности). Ниже обособляются центральный и восточный рудные столбы (еще два подводящих канала). Таким образом, «трехкорневая» трубка Айхал образована в приповерхностной части разреза как единое рудное тело тремя рудными столбами. Все три рудных столба сложены на флангах (в прибортовых частях) порфировым кимберлитом, а в центральной «стержневой» части – кимберлитовой брекчиией, которая нередко содержит в себе обломки порфирового кимберлита. Между этими двумя разновидностями кимберлита наблюдаются как резкие, так и постепенные контакты [8,10].

В отработанной верхней части трубы отмечались также кимберлитовые туфы и «стратифицированные» кимберлиты, которые представляли собой кратерную фацию. Средняя плотность кимберлитов – 2,35 г/см³. В структурном отношении предполагается, что на уровне кристаллического фундамента для трубы Айхал рудовмещающей структурой является одна из трещин скола северо-восточного простирания, оперяющих субмеридиональный глубинный разлом, картируемый геофизическими методами вдоль современной долины р. Сохсолох [11].

Северо-восточный фланг трубы, где помимо известных жильных проявлений выявлено ранее неизвестное кимберлитовое тело – пластообразная апофиза – слепое рудное тело. Предшествующими работами северо-восточное рудное

тело было частично изучено на горизонте +20 м, а юго-западное на горизонте +70 м.

По данным эксплуатационно-разведочных работ установлено, что в строении рудного тела на горизонтах +160 м – +105 м основную роль играет кимберлитовая брекчия. В процессе изучения установлено, что трубка Айхал имеет три подводящих обосабленных канала, каждому из которых соответствует свой рудный столб. Все три рудных столба сложены на флангах порфировыми кимберлитами, а в центральной части кимберлитовыми брекчиями, которые нередко содержат в себе обломки порфирового кимберлита. Контакты между кимберлитовыми брекчиями и порфировыми кимберлитами достаточно четкие [10].

Характер распространения многолетнемерзлых пород (ММП) вблизи трубы, как и повсеместно в районе, сплошной [7].

Сверху собственно многолетнемерзлой толщи горных пород залегал слой сезонного оттаивания грунтов, в основном уничтоженный горными работами. На небольших ненарушенных участках основной характеристикой этого слоя является глубина, зависящая от положения в рельфе, т.е. ориентации, состава и строения грунтов, почвенно-растительных покровов и т.д. [13].

Наиболее приподнятыми в районе являются участки водораздельных пространств (тропповые плато и увалы), перекрытые песчано-гравийной корой выветривания. Здесь под пологом сухих ольхово-лиственничных редколесных лесов северо-таежного типа развиваются лишайники и белые мхи, и в слабо увлажненных грунтах сезонное оттаивание меняется от 1,2 до 2 м.

В пределах местных понижений, где грунты увлажнены гораздо значительнее и развиты влаголюбивые темные мхи, протаивание уменьшается почти вдвое и обычно не превышает 0,7–1,2 м.

Элювий карбонатов, слагающий поверхность плоских водоразделов, оттаивает в пределах южных и северных склонов, соответственно, от 0,5 до 1,8 м и от 0,2 до 0,8 м [13].

В днищах долин местных водотоков в зависимости от почвенно-растительных покровов глубина сезонного оттаивания колеблется от 0,3 м в лиственничном редколесье с мохово-лишайниковым покровом до 1,1 м на гравиях с песчаными отложениями.

Принципиальным с точки зрения выбора технологических решений освоения является положение нижней границы ММП, т.е. их мощность. Конкретные данные по этому параметру приведены в работах сотрудников Института мерзлотоведения СО РАН (ИМЗ СО РАН) В.Т. Балобаева, В.Н. Девяткина, В.Ю. Шамшурина,

И.В. Климовского, С.П. Готовцева. Судя по приведенным материалам, мощность ММП в пределах месторождения составляет около 800 м при температуре на подошве слоя годовых колебаний (20 м) от -3,0 до -5,7 °C [5, 7, 9].

Для района трубы характерен сложный и неоднородный вертикальный разрез ММП. Судя по информации В.В. Шепелева и С.П. Готовцева, вертикальный разрез мерзлой толщи горных пород на «Айхале» представлен обычно тремя ярусами [12]:

- морозных (воздушно-сухих или частично льдонасыщенных) горных пород;
- мерзлых (полностью льдонасыщенных) горных пород, представляющих криогенные водоупоры;
- охлажденных ниже 0 °C горных пород, содержащих соленые воды и россыпи (криопэги).

Немногочисленные таликовые зоны, сложенные грунтами песчано-гравийно-галечного состава, в основном приурочены к руслам местных водотоков. При этом ширина таликов обычно соответствует размерам водотоков, а мощность по данным ВЭЗ и ВП – от 5 до 30 м.

Важной характеристикой состояния мерзлых толщ горных пород является их температурный режим. Сотрудники ИМЗ СО РАН и МГУ [5, 7, 9] провели анализ специфики формирования температурного поля горных пород для близкого по природным, в том числе геокриологическим условиям района среднего течения р. Вилюй. Установлено, что важными факторами формирования температурного поля верхних горизонтов горных пород подобных районов являются климатические и геоботанические, а основной – геоморфологический. Таким образом, именно положения в рельфе – высота, элемент рельефа, ориентация являются ведущими при формировании температурного поля горных пород.

На территории комплекса температуры горных пород довольно низки и обычно варьируют от -3 до -6 °C. Четко прослеживается связь с ориентацией элементов – для северных склонов температуры на подошве слоя годовых колебаний на 1,5–2,5 °C ниже по сравнению с южными, а западные и восточные по своим характеристикам занимают промежуточное положение. Значительную роль играет и состав грунтов. В целом наиболее «холодными» являются подножья склонов северо-восточной экспозиции, перекрытые чехлом крупнообломочных пород [12].

В то же время в пределах водораздельных пространств определяющую роль в формировании температуры горных пород играет именно их состав. Так наиболее высокие температуры, не опускающиеся ниже -2.4 °C, свойственны



Рис. 2.
Взрывные работы на руднике «Айхал» (фото И.С. Копура)

сухим выветрелым доломитам или туфам. Минимальные температуры свойственны водораздельным пространствам, занятым термокарстовыми ландшафтами, где зафиксированы значения до -8°C . Для днищ долин местных водотоков минимальные температуры горных пород до $-6,8^{\circ}\text{C}$ зафиксированы на участках развития льдистых покровных органогенных отложений.

Особое значение при решении задач проектирования технологических мероприятий в районах алмазодобычи приобретают геотермические условия самих кимберлитовых трубок. Эта проблема изучалась сотрудниками ИМЗ с самого начала освоения алмазных месторождений [12].

Установлено, что определяющую роль при формировании температурного поля кимберлитовых тел играют литолого-петрографические и теплофизические свойства горных пород. При этом среднее значение теплопроводности кимберлитов обычно значительно ниже, чем у имеющихся их карбонатов – соответственно, 2,29 и $4,1 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$. Еще одним важным аспектом является определенная связь температур собственно слагающих трубы горных пород с положением в рельефе. В частности по данным И.В. Климовского и С.П. Готовцева [12], приуроченные к водоразделам и приводораздельным пространствам трубы характеризуются более высокими температурами по сравнению с до-

линами рек и днищами местных депрессий. Для Далдыно-Алакитского района эта разница составляет $2,5\text{--}3^{\circ}\text{C}$. Это позволяет оценить температуру горных пород для района близкой к -5°C . Важным геоэкологическим аспектом является специфика развития криогенных процессов и явлений. В целом, природные условия при естественном развитии территории месторождения не благоприятствуют высокой активности криогенных процессов (выветривание, термоэрзия, трещинообразование и другие). В частности, это лимитируется небольшой мощностью рыхлых отложений, обычно не превышающей 2–2,5 м [11]. Обычно эти процессы захватывают поверхность и самые верхние горизонты горных пород, на деятельность ГОКа особого влияния не оказывают и в данной работе не рассматриваются.

Подземные воды представлены их над-, меж- и подмерзлотными видами. Надмерзлотные воды, в силу малого дебита, не оказывают существенного влияния на условия обводнения месторождения.

Межмерзлотные воды залегают на глубине 260–340 м и приурочены к отложениям олдондинской свиты нижнего ордовика. Мощность комплекса достигает 150 м. По химическому составу они представлены хлоридными кальциево-магниевыми (натриевыми) рассолами. Рассолы агрессивны к металлу и бетону, в них

отмечено повышенное содержание стронция (380 мг/дм³), лития (16 мг/дм³), бора (60 мг/дм³).

Подмерзлотные воды представлены верхнекембрийским водоносным комплексом.

Совершенствование технологических процессов производства

Важным условием эффективной деятельности Айхальского ГОКа, позволяющей прирастить ресурсную базу компании, является активное совершенствование производственных процессов. После проведения геологоразведочных работ принято решение о разработке рудника на 300 м вглубь. Как сообщает пресс-служба компании, проект «Вскрытие и отработка запасов трубы «Айхал» в отметках -100 м/-400 м» позволит ежегодно до 2044 г. добывать около 500 тыс. т руды. При этом реализация проекта не предусматривает масштабной реконструкции и строительства новых объектов инфраструктуры, а общий объем инвестиций составит 10 млрд руб. По плану к добыче на новых горизонтах в отметках -100 м/-400 м планируется приступить не позднее 2027 г. [10].

На рудниках «Удачный» и «Айхал» проходят испытания новые буровые установки модели *Sandvik DL421*. Буровая машина будет осуществлять бурение вертикальных, наклонных веерных, параллельных и одиночных скважин диаметром от 64 до 115 мм и глубиной до 54 м [14]. Пробуренные скважины используют для закладки взрывчатых веществ для извлечения кимберлитовой породы (*рис. 2*). Кроме того, использование техники позволит повысить точность буровых работ, а также минимизировать участие человека.

Также для снижения рисков, связанных с нахождением людей в забое, компания рассчитывает применять «электронный паспорт бурения» для работ по заранее запланированной сетке. Такие паспорта будут заранее разрабатываться с помощью специальной программы *MicroMine* по данным, заранее полученным от инженеров, геологов и маркшейдеров. После этого информация будет переноситься на буровую установку с помощью USB-флэш-накопителя. По мнению начальника отдела подземных горных работ А. Ковалева, новая система будет помогать оператору полностью сосредоточиться на управлении и обслуживании машины в забое. При этом все команды при бурении скважин будут подаваться автоматически.

Айхальский ГОК начал укрепление бортов на подземном руднике по системе TECCO швейцарского бренда *Geobrugg*. Работы на объекте выполнила группа профессиональных альпинистов компании ООО «Атлант-анкерные системы».



Рис. 3.

Укрепление бортов карьера сетчатой завесой
(фото В.И. Кочкирева)

В настоящее время «АЛРОСА» применяет на предприятиях пассивную систему укрепления бортов карьера – управляемое обрушение горной породы. В мировой практике от падения камней обычно используется так называемая активная система защиты бортов. Система подразумевает монтаж сетки из высокопрочной проволоки [4] (*рис. 3*) к массиву борта путем бурения скважин, установки анкеров с цементной оболочкой. В дальнейшем АЛРОСА планирует внедрить данное решение на других производственных объектах.

На подземном руднике «Айхал» весной 2019 г. внедрили новую систему камерной отработки кимберлитовой руды с закладкой выработанного пространства [3]. Сотрудники АЛРОСА и ОАО «Уралмеханобр» (научно-исследовательский и проектный институт в составе УГМК) совместно разработали и запатентовали новую технологию. Ранее выемка запасов кимберлита на руднике осуществлялась системой слоевой отработки. Объяснялось это низкой прочностью и повышенной структурной ослабленностью породы. Новая, камерная система позволяет вести выемку запасов руды с максимально возможными геометрическими параметрами и при этом сохранить устойчивость всех элементов системы. Это происходит за счет особого расположения камер в так называемом «шахматном» порядке, когда верхняя половина камеры располагается в закладочном массиве ранее отработанных камер, а нижняя половина заглубляется в рудный массив. Добыча кимберлитовой руды новыми камерными системами разработки оказалась на 25% экономичнее по сравнению со слоевым вариантом. В результате затраты рудника на ведение горных работ и себестоимость добываемой горной руды заметно сократились, в то же время, новая система отработки рудника гораздо безопаснее в эксплуатации. При ее использовании работники, занятые на ведении горных работ, не находятся в выработанном про-

странстве камер и защищены тем самым от обрушения горной массы. Разработанная технология и сам принцип «шахматного» расположения камер защищен патентом и может применяться для выемки запасов неустойчивых толщ пород на других рудниках. В планах специалистов отдела горной науки ОАО «Уралмеханобр» – проведение научно-исследовательских работ и разработка документации по увеличению высоты ромбовидных камер, применяемых на руднике, с 20 до 30 м [3]. Успешная реализация проекта существенно повысит эффективность производства.

Весной 2020 г. инвестиционный комитет АК «АЛРОСА» одобрил строительство узла пенной сепарации на обогатительной фабрике Айхальского ГОКа, на модернизацию производства компании потребуется около 200 млн руб. По оценке компании, используемая ранее гравитационная схема обогащения недостаточно эффективна при извлечении из руды Айхала алмазов размерами от 0,5 до 2 мм [2]. Для решения проблемы, специалисты института Якутиянипроалмаз разработали и предложили вариант модернизации технологической схемы фабрики с внедрением метода пенной сепарации. Специалисты Айхальского ГОКа и подрядных организаций провели подготовку территории для строительства нового узла – монтаж оборудования и пуско-наладочные работы. До этого руда, добываемая подземным рудником «Айхал», перерабатывалась на обогатительной фабрике № 8. Изучив различные методики, специалисты сделали заключение, что наиболее целесообразно было бы внедрить методику пенной сепарации, которая обеспечит хорошую извлекаемость алмазов размером от 0,5 до 2 мм.

Узел пенной фильтрации для увеличения объемов отделения алмазов от породы был введен в эксплуатацию на опытно-промышленной основе весной 2021 г. Переработка породы началась еще в прошлом году, после того, как в плановом режиме была завершена работа фабрики № 8. Монтаж установки, состоящей из двух независимых производственных потоков, стартовал в начале лета 2020 г. [2]. С целью снижения затрат при постройке линии частично использовано оборудование, оставшееся от расформированной обогатительной фабрики. Пуско-наладочные работы осуществили специализированные тресты АЛРОСы – «Алмазавтоматика» и «Алмазтехмонтаж», а также технические специалисты самой компании.

«АЛРОСА» приступает к мероприятиям по повышению эффективности разработки подкарьерных запасов на Айхальском руднике [1]. Соответствующие изменения в документации на

проведение работ были одобрены Главгосэкспертизой РФ. Добыча будет проводиться до отметки -100 м и, согласно планам, разрабатываемые запасы обеспечат почти полмиллиона тонн руды в год. Согласование на вскрытие подземных залежей было получено еще 8 лет назад, но сейчас проект дополнен рядом важных изменений. В частности, были разработаны новые технические решения по добыче, пересмотрены транспортные схемы, дополнена часть в области экологических мероприятий, предусматривающая новые правила по работе с отходами.

Специалисты Айхальского ГОКа осенью 2020 г. приступили к испытаниям двух георадарных установок, позволяющих отслеживать первые признаки будущего осыпания горных пород и заблаговременно принимать необходимые меры. Многофункциональные системы ArcSAR (Италия) и MSR 300 (ЮАР) предназначены для мониторинга подвижек с помощью электромагнитных волн.

Добыча руды ведется в сложных условиях на глубоких горизонтах, поэтому особое значение уделяется вопросам устойчивости карьерных бортов. Контроль состояния устойчивости бортов карьеров с использованием установок с разными типами антенн идет в режиме опытно-производственных испытаний. Георадары отслеживают положение бортов и собирают необходимую информацию круглосуточно вне зависимости от освещенности, облачности и тумана. Важное достоинство таких установок состоит в том, что человек может проводить измерения, находясь на безопасном расстоянии от наблюдаемого объекта. В нашей стране подобное оборудование пока только начинают применять при горных работах, что обуславливает дефицит соответствующей аппаратуры, детальных инструкций и методик интерпретации результатов. Применение георадаров существенно повышает эффективность ведения горных работ.

Компания «АЛРОСА» и системный интегратор «Сумма технологий» завершили проект по созданию автоматизированной информационной системы управления производством Айхальского ГОКа. С внедрением системы АК «АЛРОСА» получила единый источник данных по работе технологического оборудования и инструмент для анализа эффективности производственной деятельности.

Основной целью проекта было предоставление специалистам и руководству Айхальского ГОКа, и аппарата управления АЛРОСА конкретной, достоверной и детализированной информации по технико-эксплуатационным показателям работы оборудования, ключевым показателям эффективности и сбалансированности

работы подразделений ГОКа: рудника «Айхал», двух обогатительных фабрик и промышленного энергетического цеха [15].

В ходе проекта был организован автоматизированный сбор данных от систем управления технологическим оборудованием, систем энергетического учета и информационных систем, используемых для управления горнотранспортным комплексом, буровыми и подземными горными работами, планирования технического обслуживания и ремонта оборудования. Производственная информация обобщается в систематизированном хранилище, выступающем в качестве единого источника технологических данных для производственных служб и информационных систем компании.

В системе на основании собранной информации формируются аналитические отчеты для оперативного контроля выполнения подразделениями ГОКа плановых производственных показателей, а также для анализа технико-эксплуатационных показателей горнотранспортного, горно-шахтного и технологического оборудования. Пользователям представляются тематические отчеты, а также возможность настроить собственные отчеты в наиболее удобном формате.

Подсистема производственного документооборота и управления бизнес-процессами реализована с помощью BPM-системы *Skelta*.

В августе 2021 г. компания АК «АЛРОСА» приступила ко второму этапу ликвидации ОФ № 8 на Айхальском ГОКе. Фабрику вывели из эксплуатации в плановом порядке еще в 2020 г. В настоящее время специалисты компании демонтировали оборудование и приборы. Демонтаж каркаса здания включает разбор кровельных панелей, металлоконструкций, инженерных сетей, а также снос железобетонных фундаментов, оснований и ограждений [15]. По предварительной оценке, после завершения данного комплекса мероприятий организация утилизирует порядка 35 тыс. т металломолома, строи-

тельных и прочих отходов. В 2022 г. на территории промышленного объекта будет проведена рекультивация, уложен почвенно-растительный слой. Полная ликвидация фабрики и хвостохранилища завершится в 2026 г.

Перспективы Айхальского ГОКа

Осенью 2021 г. сотрудники компании приступили к изучению нового кимберлитового тела неподалеку от поселка Айхал. Работу на айхальских кимберлитовых трубках, сырье которых наименее качественное по сравнению со средним уровнем добычи АЛРОСА, компания уже прекращала из-за пандемии.

Новая кимберлитовая трубка находится под озером Мутное в 12 км от Айхала. Подтвердив алмазоносность кимберлита, геологи приступили к определению его границ, после чего можно будет начать подсчет ресурсов и запасов. Это позволит оценить перспективы промышленного освоения нового рудопоявления. Предполагается, что буровые работы будут вскоре завершены, а предварительная оценка прогнозных ресурсов подготовлена в течение лета будущего года [16].

Чтобы точнее оценить размеры рудного тела, перекрытого озером, каменными глыбами и осадочными породами, специалисты используют методику электротомографии – технология электроразведки, которая использует алгоритмы двумерного и трехмерного моделирования. Благодаря ей сокращаются объемы трудоемкого и затратного разведочного бурения при выполнении геологических изысканий и, соответственно, сроки и бюджет поисковых работ.

Таким образом, производственная деятельность Айхальского ГОКа, уровень которой в значительной степени базируется на систематическом совершенствовании технологий добычи и обогащения горной массы, успешно продолжается. Открытие нового кимберлитового тела неподалеку от поселка Айхал позволяет повысить оценку перспектив одноименного ГОКа. 

Литература

1. АК «АЛРОСА» завершила проект по внедрению информационной системы управления производством Айхальского ГОК. Доступно на: <https://www.vnedra.ru/tehnologii/informacionnye-tehnologii/ak-alrosa-zavershila-proekt-po-vnedr-5631/> (обращение 05.07.2022).
2. Айхальский ГОК повысил качество извлечения алмазов. Доступно на: <https://www.vnedra.ru/novosti/ajhalskij-gok-povysil-kachestvo-izvlecheniya-almazov-13886/> (обращение 05.07.2022).
3. Айхальский ГОК АЛРОСА повышает безопасность персонала. Доступно на: <https://www.vnedra.ru/novosti/ajhalskij-gok-povyshaet-bezopasnost-karernoj-tehniki-16474/> (обращение 05.07.2022).
4. «АЛРОСА» укрепила борта на руднике «Айхал» по швейцарской технологии. Доступно на: https://nedradv.ru/nedradv/ru/page_news?obj=b9e9ffdd24a62bc3a959eed51069012 (обращение 05.07.2022).
5. Балобаев В.Т. Геотермия мерзлой зоны литосфера севера Азии. Новосибирск: Наука. 1991. 193 с.
6. Геологии «АЛРОСА» начали изучать новый кимберлит в Якутии. Доступно на: <https://www.interfax.ru/russia/729209> (обращение 05.07.2022).
7. Геокриология СССР. Средняя Сибирь / Под ред. Э.Д. Ершова. М.: Недра. 1989. 414 с.
8. Геология СССР, том XVIII, Западная часть Якутской АССР. Часть 1. Геологическое описание. Книга 1. М.: Недра. 1970. 536 с.

9. Жижин В.И., А.Ф. Жирков, Кириллин А.Р., Железняк М.Н., Шац М.М. Термофизические исследования горных пород в пределах отдельных месторождений алмазов на Сибирской платформе // Маркшейдерия и недропользование. 2020. № 2. С. 41–50.
10. Кисленко А.Б. Особенности геологического строения месторождения алмазов трубы Айхал // Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Изд-во ТПУ. 2017. Т. 2.
11. Кисленко А.Б. Перспективы Российской Федерации на рынке алмазов // Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Изд-во ТПУ. 2018.
12. Климовский И.В., Готовцев С.П. Криолитозона Якутской алмазоносной провинции. Новосибирск: Наука, 1994. 168 с.
13. Мерзлотно-ландшафтная карта Якутской АССР масштаба 1:2500000. М.: Госгеодезия СССР. 1991. 2 л.
14. Новые установки для бурения тестируются на рудниках «АЛРОСА» в Якутии. Доступно на: https://hedradv.ru/nedradv/ru/page_news?obj=3206da73f2193c12e12c19d520112b09 (обращение 05.07.2022).
15. Обогатительная фабрика Айхальского ГОК будет модернизирована. Доступно на: <https://www.vneda.ru/novosti/obogatitelnaya-fabrika-ajhalskogo-gok-budet-modernizirovana-10484/> (обращение 05.07.2022).
16. Шац М.М., Галкин А.Ф. База данных № 0220409730 «Опасные и потенциально опасные геотехнические объекты алмазной провинции РС (Я)». Электронная база данных. Государственный регистр баз данных РФ. Свидетельство № 9045 от 03.06.2004. 94,4 Мв. 6 печ. л.

UDC 550.98

M.M. Shatz, Cand. Sc. (Geography), Leading Researcher, Melnikov Permafrost Research Institute SB RAS¹, mmshatz@mail

¹36, Merslotnaya str., Yakutsk, 677010, Russia.

Geotechnological Conditions of the Aikhal GOK (North-West Yakutia)

Abstract. The state of the diamond mining industry in the Russian Federation is shown. The history of the creation of the Aikhal GOK and its operation is highlighted. The location of the object, natural, including orographic, geocryological and hydrogeological conditions of the area where the enterprise is located are characterized. The importance of improving production processes in increasing the level and quality of extraction and enrichment of rock mass is noted.

Keywords: state of the diamond mining industry; orographic, geocryological and hydrogeological conditions of the area; improvement of production processes; extraction and enrichment of rock mass.

References

1. AK «ALROSA» zavershila proekt po vnedreniiu informatsionnoi sistemy upravleniya proizvodstvom Aikhal'skogo GOK [ALROSA has completed a project to introduce an information system for managing the production of the Aikhal mining and processing plant]. Avialable at: <https://www.vneda.ru/tehnologii/informacionnye-tehnologii/ak-alrosa-zavershila-proekt-po-vnedr-5631/> (accessed 5 July 2022).
2. Aikhal'skii GOK povysil kachestvo izvlecheniya almazov [Aikhal GOK has improved the quality of diamond extraction]. Avialable at: <https://www.vneda.ru/novosti/ajhalskij-gok-povysil-kachestvo-izvlecheniya-almazov-13886/> (accessed 5 July 2022).
3. Aikhal'skii GOK ALROSA povyshaet bezopasnost' personala [Aikhal GOK ALROSA improves personnel safety]. Avialable at: <https://www.vneda.ru/novosti/ajhalskij-gok-povyshaet-bezopasnost-karernoj-tehniki-16474/> (accessed 5 July 2022).
4. «ALROSA» ukreplila borta na rudnike «Aikhal» po shveitsarskoi tekhnologii [ALROSA strengthened the sides at the Aikhal mine using Swiss technology]. Avialable at: https://hedradv.ru/nedradv/ru/page_news?obj=b9e9ffdd24a62bce3a959eed51069012 (accessed 5 July 2022).
5. Balobaev V.T. Geotermiya merzloj zony litosfery severa Azii [Geothermy of the frozen zone of the lithosphere of northern Asia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1991, 193 p.
6. Geologi «ALROSA» nachali izuchat' novyi kimberlit v Iakutii [ALROSA geologists began to study a new kimberlite in Yakutia]. Avialable at: <https://www.interfax.ru/russia/729209> (accessed 5 July 2022).
7. Geokriologiya SSSR. Sredniaia Sibir' [Geocryology of the USSR. Central Siberia]. Edited by E.D. Ershov. Moscow, Nedra Publ., 1989, 414 p.
8. Geologija SSSR, tom XVIII, Zapadnaia chast' Iakutskoi ASSR. Chast' 1. Geologicheskoe opisanie. Kniga 1 [Geology of the USSR, volume XVIII, Western part of the Yakut ASSR. Part 1. Geological description. Book 1]. Moscow, Nedra Publ., 1970, 536 p.
9. Zhizhin V.I., A.F. Zhirkov, Kirillin A.R., Zhelezniak M.N., Shats M.M. Teplofizicheskie issledovaniia gornykh porod v predelakh otdel'nykh mestorozhdenii almazov na Cibirskoi platforme [Thermophysical studies of rocks within individual diamond deposits on the Siberian platform]. Marksheideria i nedropol'zovanie [Mine surveying and subsoil use], 2020, No. 2, pp. 41–50.
10. Kislenko A.B. Osobennosti geologicheskogo stroeniia mestorozhdenii almazov trubki Aikhal [Features of the geological structure of the diamond deposit of the Aikhal pipe]. Proceedings of the XIX International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists. TPU Publ., 2017, vol. 2.
11. Kislenko A.B. Perspektivy Rossiiskoi Federatsii na rynke almazov [Prospects of the Russian Federation in the diamond market]. Proceedings of the XIX International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists. TPU Publ., 2018.
12. Klimovskii I.V., Gotovtsev S.P. Kriolitozona Iakutskoi almazonosnoi provintsii [Cryolithozone of the Yakutsk diamondiferous province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1994, 168 p.
13. Merzlotno-landshaftnaia karta Iakutskoi ASSR mashtaba 1:2500000 [Permafrost-landscape map of the Yakut ASSR, scale 1:2500000]. Moscow, Gosgeodezija SSSR Publ, 1991, 2 sheets.
14. Novye ustavki dlia bureniia testiruiutsia na rudnikakh «ALROSA» v Iakutii [New drilling rigs are being tested at ALROSA's mines in Yakutia]. Avialable at: https://hedradv.ru/nedradv/ru/page_news?obj=3206da73f2193c12e12c19d520112b09 (accessed 5 July 2022).
15. Obogatitel'naya fabrika Aikhal'skogo GOK budet modernizirovana [The processing plant of the Aikhal GOK will be modernized]. Avialable at: <https://www.vneda.ru/novosti/obogatitelnaya-fabrika-ajhalskogo-gok-budet-modernizirovana-10484/> (accessed 5 July 2022).
16. Shats M.M., Galkin A.F. Baza dannyykh № 0220409730 «Opasnye i potentsial'no opasnye geotekhnicheskie ob'ekty almaznoi provintsii RS (Ia)» [Database No. 0220409730 "Hazardous and potentially hazardous geotechnical objects of the diamond province of the Republic of Sakha (Yakutia)". Electronic database. State register of databases of the Russian Federation. Certificate No. 9045 dated 06/03/2004. 94.4 Mv. 6 printer sheets.



Е.Г. Корсунов
эксперт ГКЗ¹
cd53@mail.ru



А.З. Романовский
ООО «Геостром»²
генеральный директор
geostrom@mail.ru



В.С. Шапошников
АО «Марининский прииск»³
исполнительный директор
v.shaposhnikov@martmine.ru

Актуальные вопросы оценки нефритовых месторождений Сибири

¹Россия, 630049, Новосибирск, ул. Линейная, 29 – 24.

²Россия, 191144, Санкт-Петербург, ул. Старорусская, 5/3.

³Россия, 624286, Свердловская обл., г. Асбест, р.п. Малышева, Промплощадь, западная часть, зона № 4, а/я 101.

Рассмотрены вопросы оценки качества нефрита, методологии и принципов подсчета запасов коренных месторождений нефрита, подходов к геолого-экономической оценке. На основе современных данных по геологическому строению месторождений Восточной Сибири изложены геологические модели двух типов нефритовых месторождений: апоультрамафитовых и апокарбонатных. Проанализированы современные принципы оконтуривания и оценки содержания полезного компонента на месторождениях нефрита. Рассмотрены проблемы состояния нормативной базы для оценки качества нефритового сырья. Намечены возможные пути решения унификации и стандартизации оценки качества нефрита. Авторы приводят сведения по конъюнктуре мирового и российского рынка нефрита, проблемам ценообразования

Ключевые слова: нефрит; апоультрамафитовые месторождения; апокарбонатные месторождения; валовое опробование; оценка качества нефрита; методы подсчета запасов; коэффициент «нефритоносности»; мировой рынок нефрита; оконтуривание блоков подсчета запасов

С начала 2000-х годов отмечается активное освоение участков недр нефритов. Недропользователями выполняются геологоразведочные работы всех этапов и стадий – от геологического изучения (поиски, оценка) до разведки ранее эксплуатируемых и неэксплуатируемых месторождений.

Результаты государственной экспертизы запасов нефрита свидетельствуют о том, что, несмотря на действующие с 2014 г. «Методические рекомендации ... (нефрит)» [17], а до них – «Методические рекомендации ... (ювелирно-поделочные камни)» [16], вопросы оценки качества нефрита, методологии и принципов подсчета запасов, подходов к геолого-экономической оценке трактуются авторами по-разному.

Мы попытались на основе собственного опыта, обобщения и анализа результатов геологоразведочных работ представить для обсуждения наши взгляды и рекомендации по геолого-экономической оценке месторождений нефрита. Привели сведения по конъюнктуре мирового и российского рынка нефрита, проблемам ценообразования.

В настоящей работе мы анализируем проблемы оценки только коренных месторождений нефрита. Наиболее полные обзоры известных месторождений нефрита мира изложены в монографиях Е.Я. Киявленко и А.Н. Сутурина [2, 11].

Вопросы классификации нефрита и оценки его качества при геологоразведочных работах, выбора принципов оконтуривания подсчетных блоков и методов подсчета запасов во многом предопределены самим понятием «нефрит» и генезисом месторождений.

Минерагения нефрита

В современной российской минерагении принята следующая геолого-промышленная классификация месторождений нефрита (*табл. 1*) [17].

Более развернутая промышленно-генетическая классификация, предложенная Р. С. Замалетдиновым [11], в общих чертах отражает современные представления о локализации месторождений нефритов Сибири и содержит примеры представителей каждого типа.

Основные ресурсы нефрита России сосредоточены на юге Сибирской платформы (20 месторождений и более 150 залежей), где выделено 6 нефритоносных районов (*рис. 1*): Центрально-Саянский, Билибинско-Шигинский, Восточно-Саянский, Прихусугульский, Джидинский и Витимский [10]. Наиболее насыщены нефритовыми месторождениями Восточно-Саянский, Джидинский и Витимский нефритоносные районы, где расположены месторождения обоих генетических типов – апоултрамафитовые и апоультрамафитовые.

Восточно-Саянский нефритоносной район включает в себя крупные апоултрамафитовые месторождения нефрита: Оспинское, Горлыгольское, Зуносинское, Бортогольское, Уланходинское.

В Джидинском и Витимском нефритоносных районах сосредоточены апоултрамафитовые месторождения Хамархудинское, Парамское, а также апоултрамафитовые месторождения Буромское, Хайтинское, Голубинское, Кавоктинское.

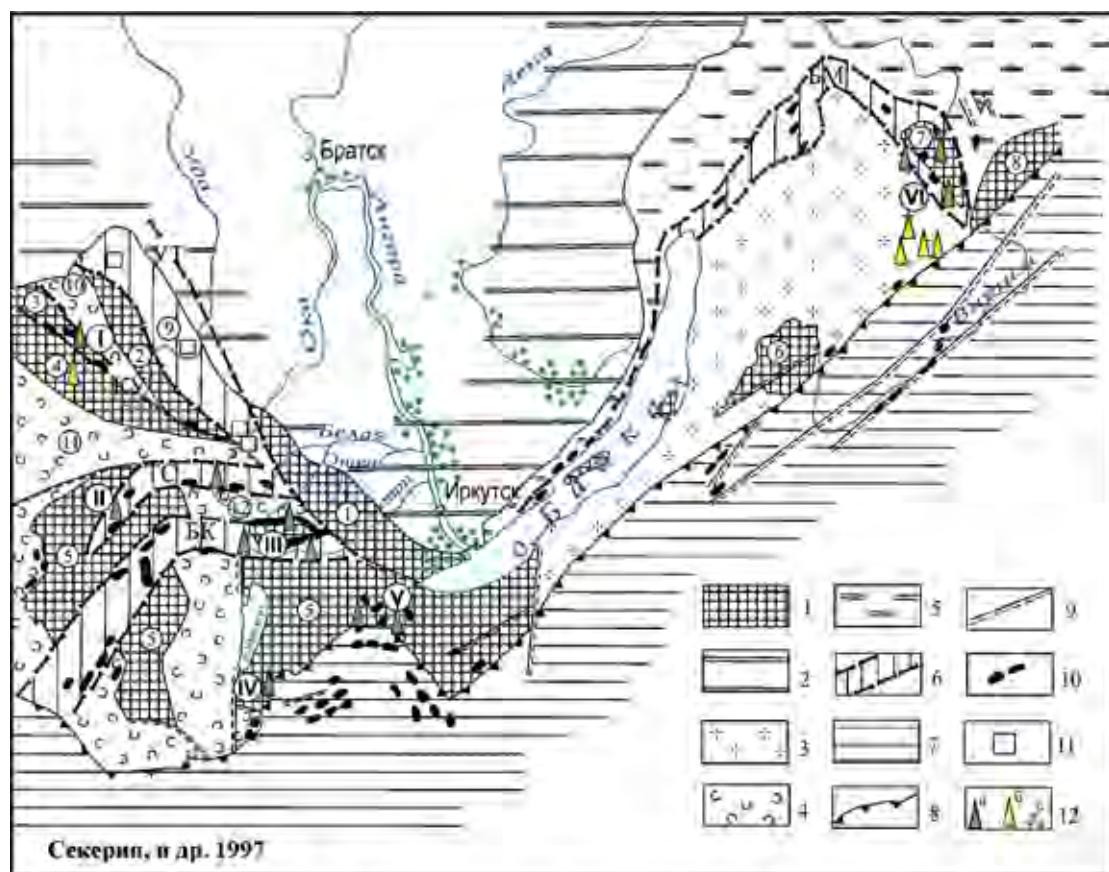
На Южном Урале известно месторождение нефрита на горе Большой Бикиляр. На Полярном Урале известны: месторождения Нырдво-меншорское (первоначальноrossыпное, затем были обнаружены коренные залежи), Монтанское, Монталорское, Гора Шлем.

На Горном Алтае в Катунской группе мелких ультрабазитовых массивов вдоль регионального Чарышско-Терехтинского разлома выявлено 5 проявлений нефрита: Аккемское, Балтырганское, Арысканская, Томульское, Муйнохское. На Аккемском, Томульском и Муйнохском проявлениях выполнены детальные поисковые работы

Таблица 1.

Геолого-промышленная классификация коренных месторождений нефрита

Геолого-промышленный тип	Рудовмещающие (рудогенерирующие) геологические формации	Эндогенные режимы формирования месторождений нефрита	Примеры месторождений
Гидротермально-метасоматический класс			
Апоултрамафитовый (апосерпентинитовые метасоматиты офиолитов)	Дунит-перидотитовая (дунит-перидотитовая)	Рифтогенно-спрединговый	Оспинское
Апокарбонатный (аподоломитовые tremolit-кальцитовые магнезиальные скарны)	Доломито-амфиболитовая сланцево-гнейсовая (гранитовая)	Субдукционный (активных континентальных окраин)	Буромское Кавоктинское



1–4 - глыбы и блоки архейско-раннепротерозойского фундамента: 1- выходящие на дневную поверхность, 2 - под чехлом Сибирской платформы, 3 - переработанные в процессе гранитизации, 4 - перекрыты рифейско-палеозойским чехлом;

5 - Байкало-Шаномская краевая система байюнцев; 6 - мобильные зоны глубинного заложения;

7 - Урало-Монголо-Охотский палеоокеан; 8- граница палеоконтинента; 9 - разломы; 10 - массивы гипербазитов дунит-гарцбургитовой формации; 11 - проявления щелочных ультраосновных и основных пород; 12 - месторождения и проявления нефритов: а - апосерпентинитовых,

б - апокарбонатных, в - распространение изделий из нефрита в неолитических стоянках и могильниках.

(1) - Шарыжалайский массив, (2) - Бирюсинская глыба, (3) - Канский массив,

(4) - Дербинский антиклиниорий, (5) - Тувино-Монгольский массив, (6) - Амалатская глыба,

(7) - Муйская глыба, (8) - Чарский массив, (9) - Присаянский прорыв, (10) - Агульская впадина,

(11) - Хамзаринский синклиниорий, (12) - Окинский синклиниорий.

Мобильные зоны: БМ - Байкало-Муйская, БК - Бусингольско-Кытойская, ТС - Теректинно-Сенцинская, КУ - Колбинско-Удинская, УТ - Урикско-Тумниншетская.

Нефритоносные районы: (I) - Центрально-Саянский, (II) - Билинско-Шиггинский, (III) - Восточно-Саянский, (IV) - Прихусугульский, (V) - Джидинский, (VI) - Витимекий.

Рис. 1.

Схема расположения месторождений и проявлений нефрита в складчатом обрамлении юга Сибирской платформы

[6]. Сортовой нефрит установлен только в одной глыбе.

За рубежом известны: в США в штате Калифорния; на северо-западе Китая в западной части Таримской депрессии и в прилегающих горах Центрального Кунь-Луна изучены и практи-

ически отработаны многочисленные коренные и россыпные месторождения нефрита обоих геолого-промышленных типов; в Европе – месторождение Йорданова (Польша), в Апеннинах в Северной Италии; в Британской Колумбии (Канаде) на площади Край Лейк; в Южной Австра-



Рис. 2.

Нефрит: а – зеленый Бортогольское месторождение, бассейн р. Горлыкгол, Восточный Саян; б – белый, Кавоктинское месторождение

лии открыто два типа нефритовых месторождений, одно из них связано с Большим Серпентинитовым поясом, сложенным серией массивов серпентинизированных гарцбургитов и дунитов, и северо-западнее г. Ковель в штате Южная Австралия обнаружено месторождение нефрита апокарбонатного генезиса [2, 3, 13, 14].

Генезис нефрита

Нефрит – это мономинеральная горная порода, представленная спутанно-волокнистым агрегатом моноклинного амфибала тремолит-актинолитового ряда; минералами промежуточными по составу между белым тремолитом $\text{Ca}_2\text{Mg}_5\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_2$ и зеленым актинолитом $\text{Ca}_2\text{Fe}_5\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_2$.

Основные свойства нефрита, определяющие его потребительскую (коммерческую) ценность: исключительно высокая прочность и вязкость (разрушение кубика нефрита происходит при нагрузке не менее 7,8 т (см^2)); твердость по шкале Мооса – 5,5–6,5, у разностей, содержащих тальк и серпентин – до 5,5; просвечиваемость (до 0,5–3,0 см в пластинах); маслянистый блеск отполированной поверхности; и, конечно, цвет – от белого (содержащего не более 1% оксида двухвалентного железа), до зеленого – наиболее распространённого, с различной вариацией оттенков (густота цвета зависит от содержания залиси железа и хрома), а также желтый, коричневый (табачный), красноватый – образованные за счет прокрашивания нефрита гидроокислами железа и других минералов-хромофоров. Наиболее ценные нефриты с однотонной окраской.

Изделия из нефрита обнаружены в самых различных центрах древнейших культур на всех континентах: Китае, Центральной Азии, Европе, Южной и Центральной Америке, Новой Зеландии и Австралии. Известны многочисленные

находки изделий и орудий труда в неолитических стоянках, открытых по берегам рек Лены и Ангары, причём в настоящее время доказано, что и белый и зеленый нефрит для этих изделий извлечен из нефритов месторождений прибайкальского региона (рис. 2).

Стандартными условиями образования тонкоколюкнистого амфибала (нефрита) для обоих генетических типов месторождений являются мономинеральность субстрата, невысокие температуры (350–450 °C) и давления (менее 2000 атм) и восстановительная среда минералообразования [4, 5, 8].

Апоультрамафитовые месторождения нефрита являются наиболее распространенным типом, связанным с крупными гипербазитовыми массивами офиолитовых комплексов мобильных зон, заложенных на зрелой континентальной коре. В складчатых областях, образованных на океаническом или субоceanическом субстрате, месторождения нефрита неизвестны [10].

Геологическая модель типового апоультрамафитового нефритового месторождения нефрита обусловлена следующими факторами [1, 5, 6, 8].

1. Нефрит формируется в массивах дунит-гарцбургитовой формации в результате воздействия постмагматических растворов на консолидированные гипербазиты, которые обладают специфическим химическим составом: низкими концентрациями кремния, кальция, алюминия и щелочей и относительно высокими содержаниями элементов группы железа – хрома, никеля и кобальта. Все другие элементы-примеси присутствуют в очень малых количествах. Гипербазиты обладают контрастным химическим составом по отношению к вмещающим породам и к более поздним интрузиям, что обуславливает их активное взаимодействие с постмагмати-

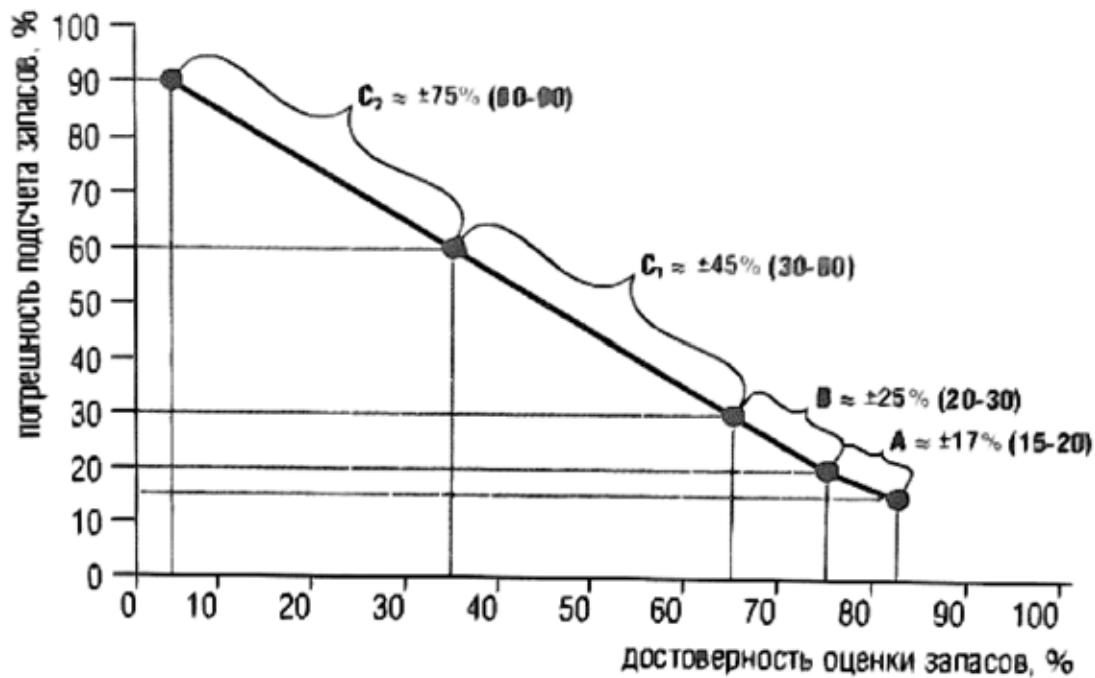


Рис. 3.
Оценка достоверности запасов по Крейтеру

ческими флюидами более поздних габброидных и плагиогранитных интрузий, а также синорогенных батолитовых гранитоидных интрузий, а в ряде регионов – ультракислых и щелочных гранитоидов.

2. Нефритоносные гипербазитовые массивы, включающие жилы высококачественного нефрита, находятся преимущественно в автохтонном залегании и несут в себе все структурные элементы складчатости, включая сорванные контакты.

3. Нефрит образуется в результате инфильтрационно-диффузационного кальциевого метасоматоза по антигоритовым спутанно-волокнистым серпентинитам на контакте последних с апогаббровыми или апогранитными алюмосиликатными метасоматитами. Кальциевый метасоматоз преобразует габброиды в метасоматиты кварц-циозит-диопсидового состава, а гранитоиды – в тремолитизированные альбититы, по серпентинитам развивается нефрит. Нефритообразование проходит в узких рамках температур и давлений, не выходящих за пределы зеленокаменной и переходной к амфиболитовой фации метаморфизма.

4. Типоморфными метасоматическими ассоциациями для нефритообразования являются: родингиты кварц-клиноциозит-диопсидового состава и тремолитизированные порфировидные альбититы апобазитового и апогранитного генезиса. Присутствие

гранатсодержащих родингитов является отрицательным фактором.

5. Спад температуры и давления провоцирует увеличение химических потенциалов кальция во флюиде, что приводит к появлению везувиан-гроссуляровых и альбит-хлоритовых ассоциаций метасоматитов и замещению метастабильных спутанно волокнистых агрегатов нефритов призматическим тремолитом.

6. Нефритоносные массивы приурочены к зонам глубинных разломов, ограничивающих поднятие кристаллического фундамента или сочленения островных дуг и глубоководных впадин. В краевых частях гипербазитовых массивов или крупных блоков внутри них формируются зоны дробления и трещиноватости, являющихся каналами проницаемости нефритообразующих флюидов, которые также трассируются дайками основного и кислого состава.

7. Ярко-зеленые нефриты приурочены к гипербазитовым массивам с высокими содержаниями хрома. Аподайковые метасоматиты, ассоциирующиеся с нефритом, содержат повышенные концентрации кальция, хрома и никеля.

Апокарбонатные месторождения нефрита сосредоточены преимущественно в Витимском нефритоносном районе (**рис. 1**). В мире они известны в основном по уже фактически отработанным месторождениям Китая (*Xiaomeiling district – Jiangsu province, Luanchuan district – Henan province, Hetian district – Xinjiang province*,

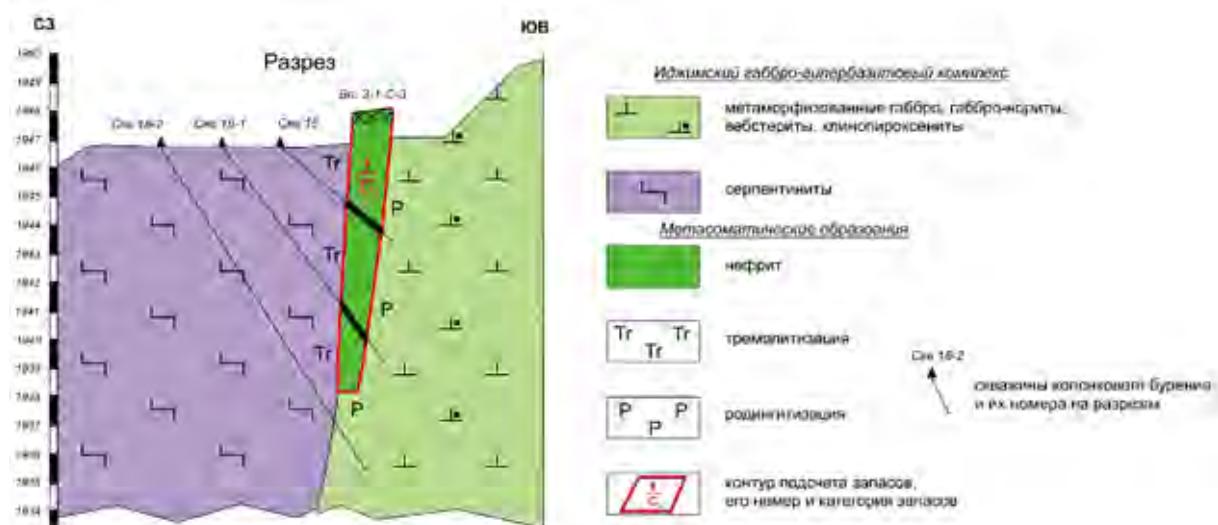


Рис. 4.
Геологический разрез жилы № 3 Куртусибинского месторождения (по А.П. Секерину)

Geermu district – Qinghai province) и Кореи (Chuncheon district). На территории России впервые были предсказаны, а затем найдены А.П. Секерином в бассейне р. Бамбуйки и месторождения Буромское и Голубинское, в бассейне реки Цыпа – Хайтинское, Воймакансое и Кавоктинское месторождения [9].

Геологическая позиция месторождений светлоокрашенных нефритов определяется широким проявлением гранитоидного магматизма с реликтами метаморфизованных терригенных

пород с доломитовыми мраморами, являющими источником доломитовых скарнов с нефритом. Нефритосодержащие кальцит-тримолитовые скарны образуют жилообразные тела, состоящие из тонких волокон тримолита и мелких зерен кальцита. Скарны имеют незначительные размеры длиной до 130 м и незначительную мощность – в среднем до 1,5–3 м. Нефрит внутри скарнов образует обособления небольших размеров с весьма сложной морфологией. Светлоокрашенный нефрит является продуктом контактового среднетемпературного метасоматоза в восстановительных условиях с одним типом минеральных превращений при длительном понижении температуры и, соответственно, истощении растворов, что обусловило глубокое преобразование доломитов вплоть до формирования нефрита. В природе этот процесс реализуется в тех случаях, когда размеры ксенолитов доломитов несоизмеримо меньше объема вмещающих гранитов. Соответственно, доломитовые тела размером более 50 м в поперечнике неблагоприятны для образования нефритоносных скарнов.

Геологическая модель типового нефритового месторождения светлоокрашенного нефрита обусловлена следующими факторами [9, 10].

1. Нефрит в доломитах развивается в области широко проявленного кислого магматизма. Массивы гранитоидов несоизмеримо больше относительно содержащихся в них ксенолитов и скиалитов осадочно-метаморфических пород. Это обеспечивает не только достаточное количество гидротермальных растворов, но и, благодаря эффекту термостатирования, способ-

Рис. 5.
Нефрит в коренном залегании. Жила № 37 Горлыкгольского месторождения (фото А.П. Секерина)



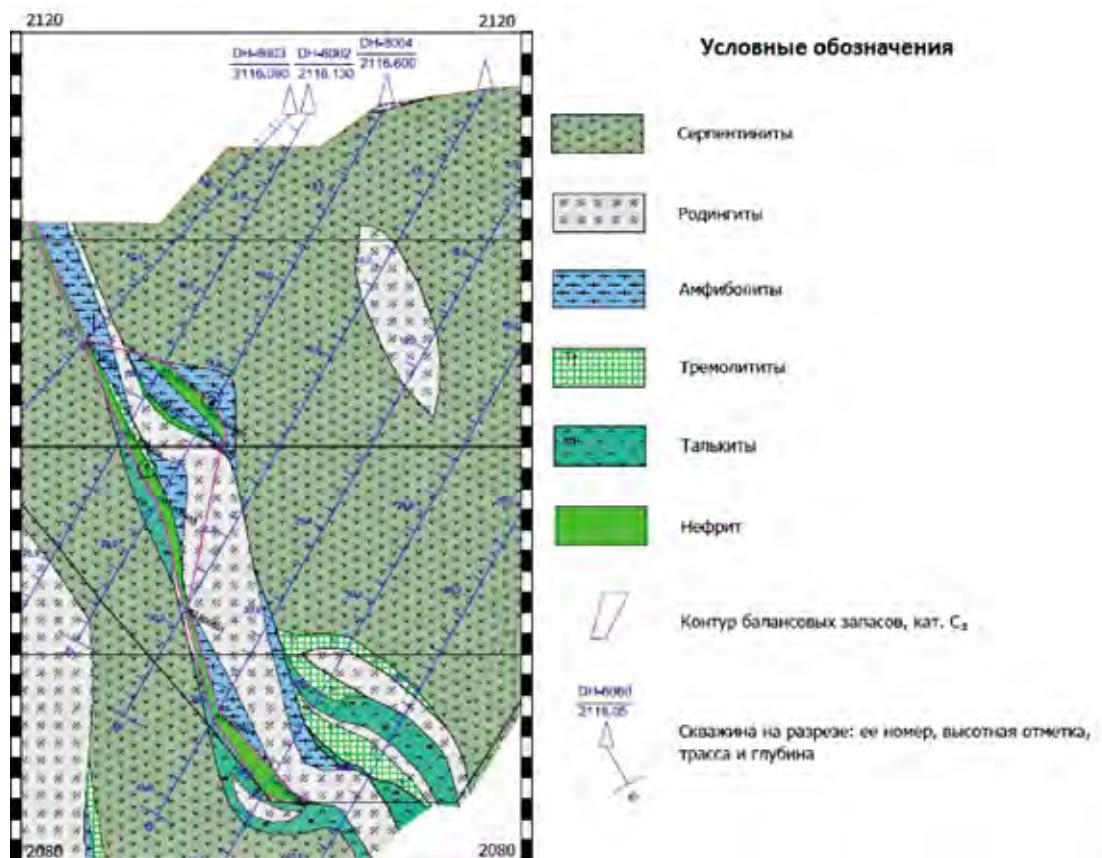


Рис. 6.

Фрагмент геологического разреза жилы № 40 Оспинского месторождения

ствует появлению полнопроявленных среднетемпературных нефритоносных скарнов.

2. Благодаря этому нефритоносные залежи возникают не только на контактах любых алюмосиликатных пород (гранитов, кристаллических сланцев, амфиболитов) с доломитами, но и по ослабленным зонам внутри последних. Нефритообразование происходило в ретроградную стадию метаморфизма, завершающую гранитизацию осадочно-метаморфических пород, поэтому среди метаморфитов зеленосланцевой фации нефрит отсутствует.

3. Процессы амфиболизации (нефритообразование) доломитов идут по линии связывания воды и источники гидротерм, вследствие чего нефритовые обособления внутри кальцит-тремолитовых скарнов, как и сами скарны, образуют небольшие по мощности (до 1–5 м), протяженные до первых десятков метров тела. В мощных (первые метры) зонах кальцит-тремолитовых скарнов содержание нефрита и размеры его обособлений исчезающее малы. Такие скарновые зоны малоперспективны на обнаружение в них соответствующего кондициям нефрита. В крупных (первые сотни метров) ксенолитах доломитовых

мраморов нефритообразование в скарнах не проявляется.

4. Гидротермально-метасоматическая деятельность в пределах месторождений контролируется зонами мелких разрывных нарушений с формированием среди алюмосиликатных пород кварцевых жил, а в доломитовых мраморах – нефритсодержащих кальцит-тремолитовых скарнов.

5. Апокарбонатные нефриты характеризуются рядом своеобразных признаков (мозаично-волокнистые структуры, повышенное содержание кальция, пониженное содержание железа, постоянное присутствие в составе фтора, широкая цветовая гамма с преобладанием светлых голубовато-зеленых тонов), позволяющих довольно уверенно отличать их от апоультрамафитовых аналогов.

Задачи ГРР, примеры морфологии залежей, принципы оконтуривания

Главной задачей геологоразведочных работ является выявление и установление характера изменчивости показателей месторождения. В понимании изменчивости геологических показателей – это изменение значимых характеристик

(мощность, содержание полезного компонента и др.) в геометризируемом контуре запасов с пространственными тенденциями, обусловленными геолого-структурными особенностями месторождения. Таким образом, оконтуривание и оценка содержания полезного компонента являются основными ключевыми задачами разведки. Соответственно, при разведке невозможно установить со 100-процентной достоверностью характеристики месторождения, которые необходимы для проектирования горно-добывающего предприятия. Мы имеем дело с допустимыми погрешностями ГРР. До настоящего времени геологи ориентируются на классические (по В.М. Крейтеру) погрешности определения запасов (*рис. 3*).

Однако, исходя из требований к ТЭО разведочных кондиций, невозможно вовлечение в промышленное освоение месторождения с оцененной достоверностью запасов $\pm 50\%$.

Фактически разработка месторождений 4-й группы сложности должна сопровождаться постоянно эксплуатационной разведкой, что позволяет накапливать информацию в ходе эксплуатации для последующего уточнения данных ГРР.

В зависимости от геолого-промышленного типа и геолого-структурных особенностей месторождений нефрита выделяются рудные тела различной морфологии и сложности, что необходимо учитывать при оценке конкретных залежей.

Рассмотрим на примерах разведенных месторождений установленные основные геолого-структурные особенности.

Апоультрамафитовые месторождения

Так, на хорошо изученном Оспинском месторождении выделяются 3 типа рудных тел [11], на Горлыкольском и Куртушибинском – 1 тип (*рис. 4, 5*):

1 тип – нефритовые жилы простого строения с четкими контактами с вмещающими габброидами и серпентинитами.

2 тип – жилы, линзовидные тела, образованные на контакте порфировидных альбитов и серпентинитов (*рис. 4, 5*). Также отмечены нефриты в tremolite, образованных по серпентинитам. Переходы между tremolite и нефритами – как постепенные, так и резкие.

Соответственно, оконтуривание первых двух типов не вызывает вопросов и затруднений. Блоки подсчета запасов выделяются в геологических границах, никаких коэффициентов «продуктивности» или «нефритоносности» не применяется. Подсчитывается весь нефрит-сырец, слагающий 100% объема жильной массы.

Для 3 типа жил при оконтуривании блоков подсчета запасов применяется другой подход, когда в один блок объединяют несколько мелких жил или линз нефрита вместе с вмещающими серпентинитами и родингитами (*рис. 6*). В этом случае для каждого блока применяют индивидуальный коэффициент «нефритоносности», выраженный отношением объема нефрита-сырца к общему объему блока.

Необходимо отметить распространенную методическую ошибку, допускаемую при подсчете запасов нефрита на апоультрамафитовых месторождениях – это введение так называемого «коэффициента нефритоносности» при полевой разбраковке валовых проб, который определяют, как соотношение объема (веса) нефрита-сырца к объему (весу) валовой пробы, либо включающей вмещающие породы, которые необходимо удалить из валовой пробы, либо исключают из объема нефрита-сырца так называемый «некондиционный» нефрит, подразумевая под этим участки призматического tremolite или рассланцованные сильно трещиноватые блоки нефрита, оставляя их в валовой пробе. Причем этот коэффициент распространяется на все блоки подсчетов запасов простым умножением объема блока на этот коэффициент. В этом случае мы имеем дело с необоснованным занижением запасов нефрита-сырца. Камень-сырец – это скопление нефрита разной формы размером в поперечнике более 5 см. Валовые пробы отбираются буроклиновым способом объемом не менее 1 м³ на всю мощность вскрытого нефритового тела – т.е. в валовой пробе не должно быть вмещающих пород. Соответственно, величина «коэффициента нефритоносности» при этом субъективна и определяется тщательностью отбора валовой пробы, и не имеет практического смысла, который в геологии относится к понятию «коэффициент продуктивности (рудоносности)». Применение «коэффициента нефритоносности» по аналогии с «коэффициентом продуктивности» должно рассчитываться по блоку запасов, как соотношение интервалов с нефритом к общей мощности блока запасов.

Вопросы опробования залежей

Представляется целесообразным рассмотреть более подробно принципы оценки апокарбонатных месторождений нефрита с позиции ретроспективного анализа применяемых ранее методов и появившихся в последние годы новых данных.

Рассмотрим подробнее методику опробования, в том числе валового опробования, являющегося основным, определяющим качественно-

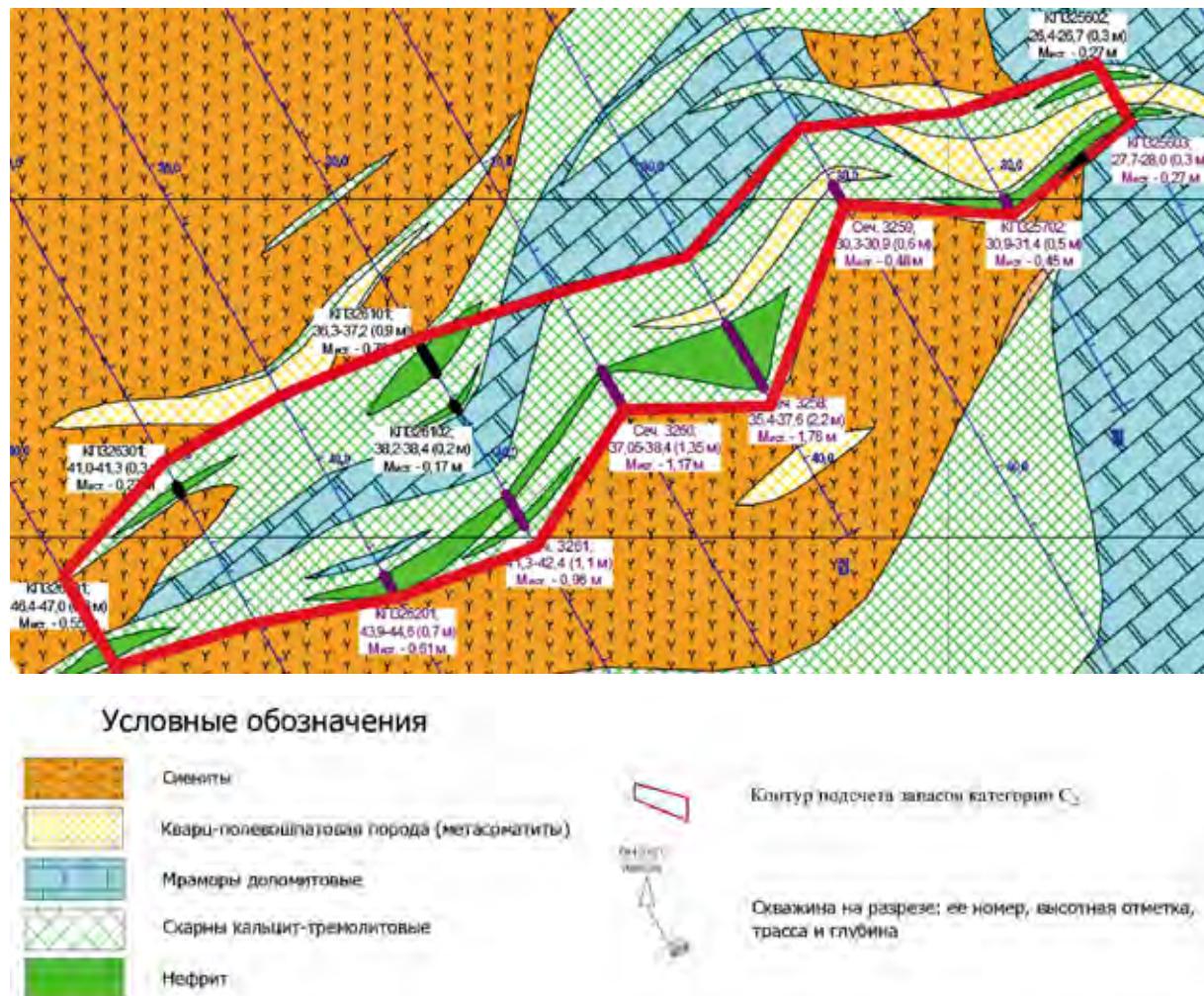


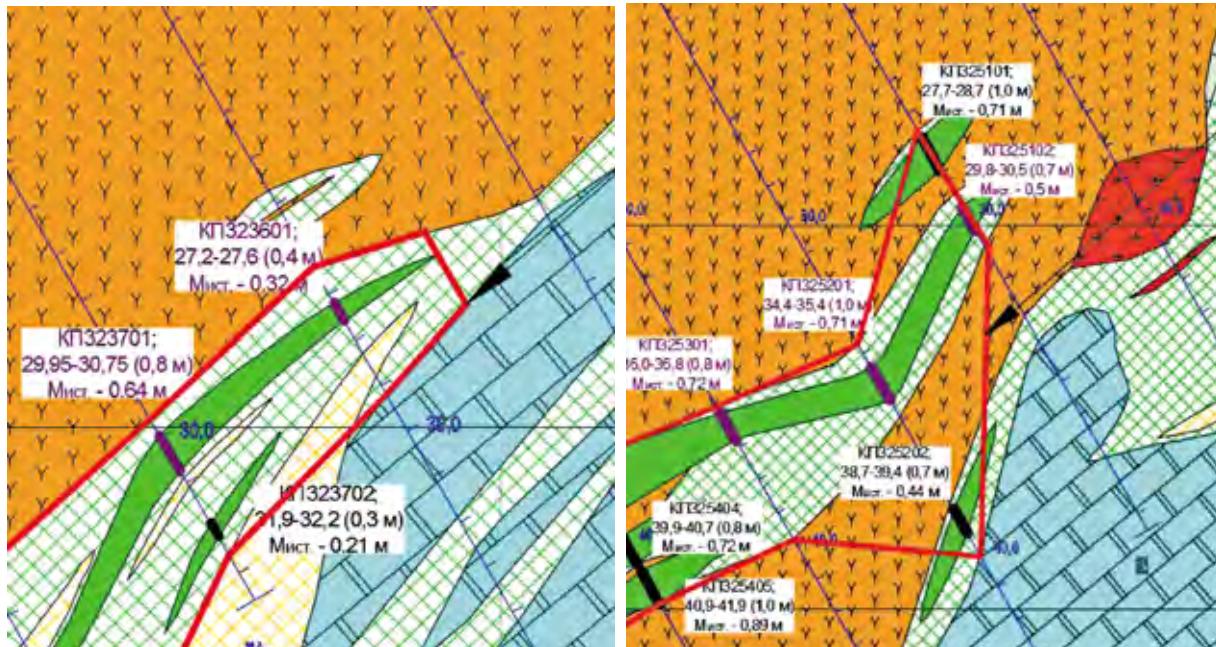
Рис. 7.

Контур подсчета запасов в приконтактовой зоне ксенолита доломитового мрамора с сиенитами

количественную характеристику нефритов месторождения.

Необходимым и важнейшим видом геологоразведочных работ на всех стадиях является **опробование**, позволяющее получить объективную информацию для оконтуривания продуктивных тел, распределения в них полезного ископаемого и изучения его качества. С этой целью отбираются валовые, керновые и штрафные пробы из всех горных выработок и скважин, вскрывших нефритовые залежи. Несмотря на то, что в «Методических рекомендациях..., 2014» [17] процедура и требования ко всем видам опробованию изложены достаточно подробно и недвусмысленно, постоянно возникают вопросы и различные трактовки этих положений, что зачастую приводит к ошибкам и нарушениям как при отборе проб, так и при их обработке, следствием чего являются критические искажения результатов подсчета запасов.

Объем валовых проб. На апоультраматитовых месторождениях «...объем валовых проб **обычно** составляет **около 3%** от общего объема продуктивных пород в контуре подсчета запасов» [17]. Смущает некоторая неопределенность в этой редакции, обусловленная использованием слов «обычно» и «около». Некоторые недропользователи в этом контексте увидели даже, что 3% – это максимальный объем, оправдывая, к примеру 1,5-процентный фактический объем. Наш опыт позволяет считать 3% минимальным объемом валового опробования для оценки каждого рудного тела, включая и результаты опробования на предыдущих стадиях оценки конкретного рудного тела. На апокарбонатных месторождениях с распределением камня в виде мелких будин, линзовидных и гнездообразных обособлений объем валовых проб должен составлять не менее 5–10%.



Условные обозначения

	Граниты
	Схиениты
	Кварц-полевошпатовая порода (метасоматиты)
	Мраморы доломитовые
	Скарны кальцит-тремолитовые
	Нефрит
	Контур подсчета запасов категории С ₃
	Скважина на разрезе: ее номер, высотная отметка, траасса и глубина

Рис. 8.

Красной линией показан контур подсчетного блока, нефритовые тела – сплошная зеленая заливка, скарновые тела – сетчатая заливка: а – с экстраполяцией на ½ расстояния, б – по крайнему сечению с нефритом

Полевая разбраковка валовых проб для апоултрамафитовых месторождений заключается в отделении жильной массы, представленной нефритом-сырцом, от вмещающих пород. Очищенный материал взвешивается и далее отправляется на базу предприятия для лабораторной технологической разбраковки и изучения декоративно-художественных свойств. Общий вес валовой пробы представлен исключительно нефритом-сырцом. Обычно отделение нефрита от вмещающих пород не составляет сложностей в силу четких и резких контактов, вмещающих родингитов и антигоритовых серпентинитов с жильным нефритом.

Каждая валовая пробы сопровождается отбором проб-монолитов (штуфными) методом «конверта» в статистически достаточном количестве для геммологических заключений, характеризующих декоративно-художе-

ственные свойства нефрита конкретного рудного тела.

Отличие валового опробования апокарбонатных месторождений от вышеописанных апоултрамафитовых состоит в том, что опробуют рудное тело – кальцит-тремолитовые скарны, вмещающие обособления нефрита. В этом случае взвешивается весь объём скарновой залежи, опробованной в геологических границах, отдельно извлекается и взвешивается нефрит-сырец. Отношение веса нефрита-сырца к общему весу валовой пробы (коэффициент нефритоносности) характеризует долю нефрита-сырца в конкретном рудном теле (скарновой залежи) и в дальнейшем учитывается при подсчете запасов (см. ниже). Нефрит-сырец, очищенный от вмещающих скарнов, перемещается на базу предприятия для лабораторной и технологической разбраков-

ки и изучения декоративно-художественных свойств.

Подсчет запасов – методы, принципы

При подсчете запасов нефрита апокарбонатного типа различными авторами даются самые различные трактовки морфологии тел нефрита: жилы, линзы, залежи, обособления. По морфологии в рассматриваемом геолого-промышленном типе продуктивной залежью является пачка пород, насыщенная ксенолитами мраморов со сложно-построенными, расщепленными и лестнично-построенными телами кальцит-тремолитовых скарнов с незакономерным распределением нефритовых обособлений.

В соответствии с требованиями «Методических рекомендаций...» ведению учета на государственном балансе, запасы нефрита подсчитываются в камне-сырце с указанием выхода из него сортового нефрита – ювелирного или поделочного – в процентах.

Ниже приводятся основные принципы оконтуривания и применяемые методы подсчета запасов.

До последнего времени выявлялись и разведывались приповерхностные залежи нефрита, вскрываемые горными выработками и прослеживаемые на глубину редкой сетью неглубоких скважин (в советский период глубина обычно составляла 5–15 м), что и предопределило принципы подсчета запасов.

Авторы исходили из следующих постулатов:

- нефрит резко отличается от вмещающих пород и уверенно диагностируется;
- геологические границы установлены;
- морфология тел сравнительно простая, падение крутое;
- залегание залежей неглубокое.

Выделение блоков подсчета запасов производилось по принципу максимального сохранения целостности тел по мощности (с установленной кондициями минимальной промышленной мощности от 0,1 до 0,2 м).

Основной метод подсчета запасов – метод среднего арифметического, контрольный – метод вертикальных разрезов. Руководствуясь вышеупомянутыми принципами оконтуривания, авторы аппроксимировали границы залежей нефрита простыми геометрическими формами.

Основные параметры метода подсчета запасов:

- площадь проекции блока на вертикальную плоскость;
- средняя (нормальная к плоскости проекции) мощность блока;
- средний выход сортового нефрита по залежам;

– среднее содержание нефрита-сырца в единице объема подсчетного блока.

Авторы в 2000-х годах использовали параметр «коэффициент нефритоносности», расчет которого осуществлялся на основании данных валового опробования и определялся как отношение веса нефрита-сырца, содержащегося в валовой пробе, к общему весу валовой пробы.

Опыт эксплуатации месторождений нефрита и данные разведки с использованием большого объема буровых работ свидетельствуют о значительно более сложной морфологии залежей нефрита. Наглядно иллюстрируется основной принцип итерационного процесса геологоразведки – от простого к сложному, чем больше детальность исследований, тем нагляднее проявляется сложность геологического строения изучаемого объекта.

Геометризация морфологических обособлений нефрита для апокарбонатного типа (будины, тела, жилы, залежи и т.п.) невозможна. В качестве примера приведем разрезы по «слепым» залежам нефрита, вскрытых скважинами по сети 5×5 м на одном из апокарбонатных месторождениях (*рис. 7*).

Наглядно иллюстрируется выявленная весьма сложная морфология нефритодержащих кальцит-тремолитовых скарнов и кварц-полевошпатовых метасоматитов, их крайне незакономерная изменчивость по простиранию. По падению (восстанию) изменчивость более выдержанная, прослеживается общая тенденция направления субпараллельно контакту, но при этом также отмечаются резкие отклонения по простиранию и падению залежи с прихотливыми очертаниями; характерны резкие раздувы и пережимы мощности; быстрое выклинивание как по падению, так и по простиранию, изменение углов падения.

Распределение обособлений нефритового агрегата в пределах зон скарнирования крайне неравномерное и не подчиняется каким-либо закономерностям; характерны жило-линзообразные обособления неправильных форм с контактами как постепенными с вмещающими (кальцит-тремолитовыми скарнами), так и резкими, не геометризуемыми в пространстве.

В соответствии с «Методическими рекомендациями...» [17], наиболее целесообразен подсчет запасов статистически, в обобщенном контуре залежи, без геометризации конкретных жильных тел скарнов с нефритом, метод подсчета – вертикальными параллельными геологическими разрезами.

Запасы подсчитываются по промышленным нефритодержащим скарновым залежам (по выделенным подсчетным блокам, скарнонасы-

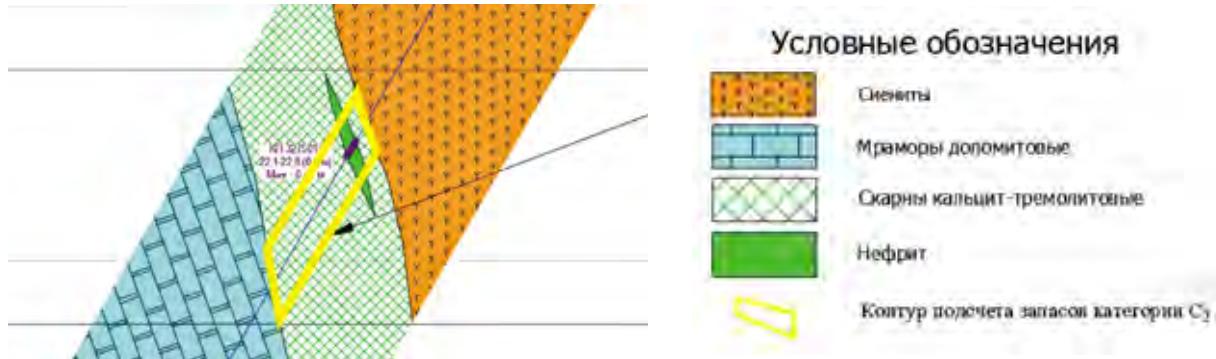


Рис. 9.

Желтой линией показан контур подсчетного блока, нефритовые тела – сплошная зеленая заливка, скарновые тела – сетчатая заливка. Экстраполяция от единственного разведочного пересечения на $\frac{1}{4}$ расстояния

щенным зонам без геометризации конкретных жильных тел). По степени изученности выявленные залежи, как «слепые», с подтвержденной минерализацией скважинами (сеть 5×5 м, 10×10 м), так и выходящие на поверхность, вскрытые помимо скважин горными выработками с валовым опробованием, относятся к категории C₂.

Выход нефрита-сырца в подсчетном блоке принимается по результатам полевой и технической разбраковки валовых проб.

Выход сортового нефрита из нефрита-сырца в подсчетном блоке определяется как отношение веса сортового нефрита, полученного при технической разбраковке валовой пробы, к общему весу нефрита-сырца данной пробы.

Подсчет запасов нефрита-сырца осуществлялся по формуле:

$$Q = V \times d \times K_h \times K_k$$

где: Q – запасы нефрита-сырца, т; V – объем подсчетного блока, м³; d – объемная масса нефрита, т/м³; K_h – линейный коэффициент нефритоносности (выход нефрита) (в понимании «коэффициент рудоносности»); K_k – коэффициент кондиционности.

Подсчет запасов сортового нефрита осуществлялся по формуле:

$$P = Q \times B / 100$$

где: P – запасы сортового нефрита, т; B – среднее содержание сортового нефрита в подсчетном блоке, %.

При оконтуривании блоков подсчета запасов не используется показатель минимальной мощности залежи ввиду изменчивости морфологии обособлений нефрита и их элементов залегания. Вскрытие в керне одного из сечений обособления нефрита без учета возможных размеров в двух других плоскостях не дает оснований считать интервал некондиционным (размерно-

стью < 50 мм, как правило, принятый во всех СТО минимальный размер по одной из граней товарного блока нефрита).

Если скарновая залежь в разрезе прослеживается в смежных скважинах и интерполируется в пространстве, то для объединения данного тела в один блок в подсчете учитываются и сечения скарнов с нулевым коэффициентом нефритоносности (рис. 8).

Если скарновое тело с нефритом или обособление нефрита вскрывается только одной скважиной и не прослеживается в выработках, смежных по падению и простиранию, то ширина экстраполяции принимается на $\frac{1}{4}$ расстояния между разведочными скважинами, также и между буровыми профилями. Основанием для этого варианта оконтуривания является допустимость предположения вероятности раздува тела, изменения мощности, сортности нефрита (рис. 9).

Применённый и описанный выше метод подсчета запасов – это статистический метод, рекомендуемый для условий, когда невозможно геометризовать продуктивные тела. Запасы полезного ископаемого подсчитываются без предварительного определения минимальной или средней мощности. Рекомендуемый нами метод подсчета запасов соответствует валовому способу отработки в карьере «рудовмещающих» скарнов с последующей рудоразборкой горной массы на нефрит-сырец и вмещающие породы.

Также использование метода статистического подсчета позволяет геометризовать тела с весьма непрогнозируемыми изменениями морфологии в пространстве и минимизировать субъективность их оконтуривания.

Вполне допускаемы возражения следующего порядка: разработка месторождений нефрита разведенных ранее с подсчетом запасов традиционным методом подтверждает высокую степень сходимости данных разведки и разра-

Наименование камня	Декоративно-качественная характеристика камня	Сорт	Минимальные размеры камня по сортам в мм
Нефрит ювелирный	Зеленый густо окрашенный. Окраска яркая, однородная или слабо неоднородная. Точечная вкрапленность рудных и темноцветных минералов равномерная и занимает не более 5% поверхности камня. Степень полировки зеркальная, однородная	I II	100×100×50 30×50×30
Нефрит поделочный	Зеленый средне окрашенный, голубовато-зеленый, светло-зеленый. Окраска яркая, слабо неоднородная. Точечная вкрапленность рудных и темноцветных минералов неравномерная и занимает не более 10% поверхности камня. Единичные трещины, не влияющие на механическую прочность камня. Степень полировки совершенная.	I	100×100×100
	Зеленый средне окрашенный, с голубоватыми, сероватыми и желтоватыми оттенками. Окраска приглушенных тонов, неоднородная. Точечная вкрапленность рудных и темноцветных минералов неравномерная и занимает не более 15% поверхности камня. Единичные трещины не влияющие на механическую прочность камня. Степень полировки совершенная, участками слабо матированная. Допускается слабо выраженная шагрень.	II	150×150×100
	Бледно-зеленый, молочно-зеленый, серо-зеленый с голубоватыми оттенками, табачно-зеленый. Окраска выраженно неоднородная, неяркая. Примеси талька и серпентина. Точечная вкрапленность рудных и темноцветных минералов неравномерная и занимает не более 20% поверхности камня. Трещины и сланцеватость, не влияющие на механическую прочность камня. Полировка хорошая, слабо матированная. Допускается слабо выраженная шагрень.	III	150×150×100
Нефрит несортовой	Тускло-зеленый, серо-зеленый, табачно-зеленый с грязно серыми и коричневатыми оттенками. Окраска грязная, неоднородная. Вкрапленность рудных минералов и удлиненно-призматических кристаллов tremolita неравномерная и занимает более 20% поверхности камня. Трещины и сланцеватость, не влияющие на механическую прочность камня. Полировка плохая, неоднородная, с шагренью по всей поверхности камня.	Не сортовой	Не нормируется

Таблица 2.

Пример технических условий для саянских нефритов апогипербазитового промышленно-генетического типа на основе ТУ 41-07-052-90

ботки. С высокой степенью уверенности можно предположить – это результат не качественной разведки, а стремление горнодобывающих предприятий избежать штрафов за сверхнормативные потери и «выравниванием» отчетности по итогам за счет \pm расхождений фактических данных добычи от данных ГРР. Отчетность по полноте выемки, фактическому выходу полезного компонента – полностью на ответственности геолого-маркшейдерской службы предприятия.

Состояние нормативной базы для оценки качества нефритового сырья в России

Основополагающим нормативным документом, используемым недропользователями при оценке качества нефритового сырья, являются ТУ 41-07-052-90 «Камни цветные природные в сырье. Технические условия» (далее – ТУ) со сроком действия с 1 января 1991 г. до 1 января 1996 г.

В настоящее время ТУ не действует. Чтобы исправить эту ситуацию, была введена практика разработки собственных Стандартов предприятий, в основе которых зафиксированы основные положения упомянутого ТУ с вариациями в применяемой терминологии и требованиях к сортности нефрита. В это же время в отрасль пришли недропользователи, геологические службы которых уже не имели опыта и кругозора советских геологов. Вследствие конфиденциальности геологических отчетов невозможно ознакомится с эталонными образцами других месторождений и соответствующими Стандартами. Это привело к массе терминологических неопределенностей и уловок по качественным характеристикам нефритового сырья для сиюминутных потребностей, частой смене стандартов даже в пределах одного предприятия, поскольку они бесконтрольно утверждались самими нед-



Рис. 10.
Структура экспорта нефрита в Китай

ропользователями, а не собственником недр – государством, что обусловило невозможность сопоставления подсчета запасов нефрита для разных месторождений и к отсутствию единого алгоритма выбора цен для технико-экономических обоснований разведочных кондиций.

Для стандартизации понятий нами предлагаются следующие термины, используемые при оценке сырья при подсчете запасов:

- **нефрит-сырец** – это нефрит жильной массы месторождения (для апоултрамафитового типа – Саянские) или нефритового тела скарновой залежи (для апокарбонатного типа – Витимские) в коренном залегании в блоках;

- **нефрит сортовой** – это часть нефрита-сырца в сырье, отвечающая сортовой классификации и требованиям Стандарта предприятия, утвержденного (принято) ФБУ ГКЗ;

- **нефрит несортировкой** – часть нефрита-сырца, дефекты которого превышают допустимые пределы сортового нефрита;

- **излишние термины** – кондиционный и некондиционный нефрит. Не рекомендуется использовать даже в качестве синонимов сортового и несортировочного нефрита, как несущие неопределенности в самом наименовании;

- **декоративно-качественные характеристики**, определяющие сортность нефрита – окраска, степень и характер ее распределения, насыщенность цвета, текстурный рисунок, просвечиваемость и наличие/отсутствие дефектов;

- **дефекты, понижающие сортность нефрита** и влияющие на его физико-механические свойства, нарушающие целостность камня при обработке: трещины, сланцеватость, раковины, наличие «ватерлиний» – свиленобразных освещенных полос, включения рудных минералов, хлопьевидные участки перекристаллизации в виде призматического tremolite, новооб-

разования кальцита, талька, хлорита, развитие лейкоксена и гидроокислов железа;

- **просвечиваемость** – достаточно спорный показатель. В практике используют свет фонарика для изучения распределения окраски и наличия внутренних дефектов. Тем не менее, практикуются оценки просвечиваемости в виде ширины светового «гало» вокруг плотно прижатого фонарика. Очевидно, что этот показатель зависит в большей степени от мощности светового луча. Оптимальная ширина «гало» – около 2,5 см;

- **полируемость** – способность камня к полировке до зеркальной поверхности;

- **блочность** нефрита-сырца определяется минимальными размерами отдельных кусков сырья.

Таким образом, совокупность вышеизложенных свойств нефрита определяет качество сырья и, соответственно, цену. На основе этих характеристик, помимо упомянутого выше ТУ 41-07-052-90, существуют различные классификации сортов нефрита как у нас в стране, так и за рубежом.

Предложенная компанией «Русский нефрит» (Санкт-Петербург) классификация делит нефрит на 3 сорта: Бриле, Модэ и Томо, внутри которых выделяют по 8 цветов с 4 оттенками каждый. Эта громоздкая систематизация разработана исключительно для ювелирных сортов нефрита, занимающих доли процента в общем объеме добываемого нефрита, и не может быть основой оценки нефрита при подсчете запасов.

Представляется необходимым кратко проанализировать состояние критериев оценки качества нефрита в Китае – основном потребителе нефрита в мире.

Зелёный нефрит Синьцзян-Уйгурского автономного района местным Бюро по надзору за

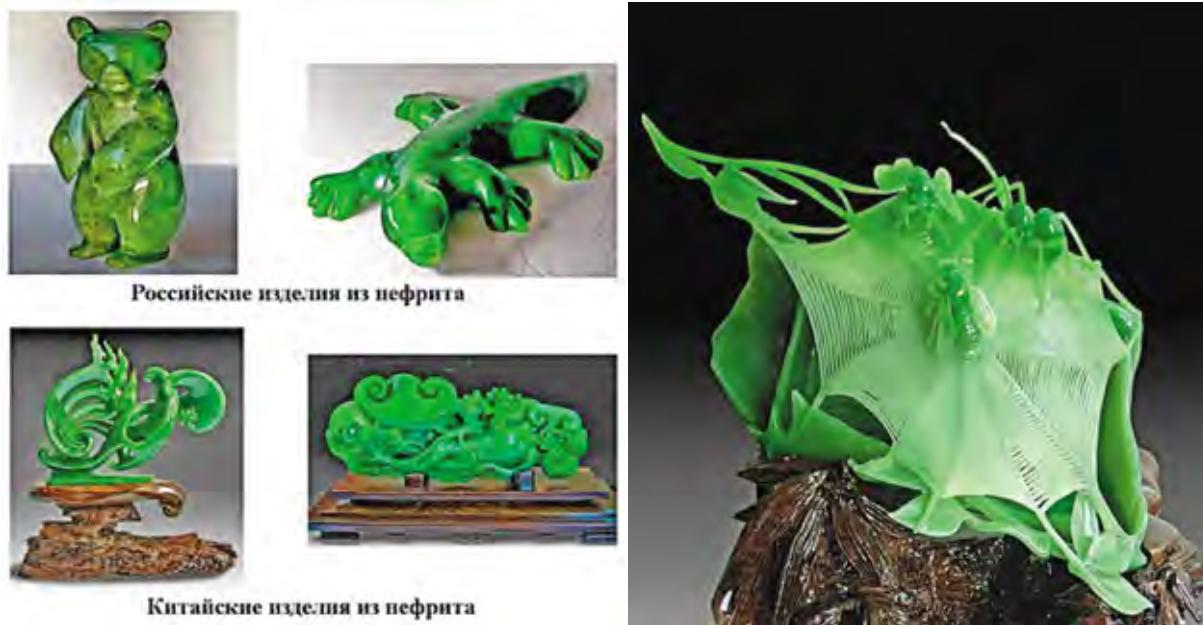


Рис. 11.
Изделия из нефрита

качеством разделяется на 4 класса по интенсивности цвета, текстуре и просвечиваемости. Эта классификация вполне сопоставима с ТУ 41-07-052-90 в крайне упрощенном варианте.

Jade West классифицирует нефрит от высшего качества к низшему на категории AAA, AA, A, B и C по возможности изготовления из него изделия определенной ценовой группы. Наиболее дорогие браслеты и подвески изготовлены из нефрита AAA. Для каждого вида изделий индивидуально отбираются конкретные блоки по субъективным критериям мастера. Найти строгие и однозначные параметры разбраковки нефрита на основе этой классификации невозможно.

Существуют традиционные названия различных видов «нефритового камня»: нефрит Хотан (Хэтян) «баранье сало», Сюань – молодой белый нефрит с зеленоватым оттенком, Ланьтэнь – жёлтого оттенка с вкраплениями зелёного, иногда содержащий как бы облачный рисунок, горный белый нефрит и т.д.

Таким образом, в Китае нет единой системы оценки качества нефрита, и все классификации основаны на сравнительном анализе сырья хорошо изученных эталонных месторождений. В общем случае в Китае, как и в России, главным критерием оценки нефрита является цвет, который имеет два ценовых максимума – ярко-зеленый (нефрит жилы № 7 Оспинского месторождения) и белый (нефрит Кавоктинского месторождения Витимского района). Отметим, что также важным критерием отбора сырья для

китайского потребителя является блочность – в каждом конкретном случае покупатель выбирает относительно однородные блоки нефрита для изготовления конкретного продукта – это может быть и погребальная урна, и браслет, и резная фигура, образ которой известен только ему одному.

С нашей точки зрения критерии, заложенные в ТУ 41-07-052-90, являются основой для технической разбраковки валовых проб и составления геммологических заключений. В этом ТУ содержатся все перечисленные выше характеристики и дефекты. Спорным в этом ТУ, на наш взгляд, является разделение поделочного нефрита на сорта только лишь на основании минимальных размеров блоков и отсутствие количественных показателей дефектности. В табл. 2 – пример технических условий для саянских нефритов апогипербазитового промышленно-генетического типа на основе ТУ 41-07-052-90, учитывающих вышеприведенные соображения.

Можно рекомендовать недропользователям месторождений апокарбонатного типа предусмотреть в Стандарте предприятия главные особенности качества светлоокрашенного нефрита. Основой оценки качества этого нефрита является чистота белого цвета, соответственно, зеленоватые и голубоватые оттенки. Если самыми востребованными и высокостоимостными среди саянских нефритов являются камни ярко-зеленого цвета, и отклонения в сторону более светлых и неярких оттенков резко снижают цену камня, то присутствие



Рис. 12.
Крупнейшие импортеры нефрита в Китае

зеленых тонов в витимских нефритах резко снижают его качество и стоимость.

Для приведения в порядок качественных характеристик нефрита каждый СТП предприятия должен утверждаться в ГКЗ.

В настоящее время главные требования к оценке месторождений нефрита определяются «Методическими рекомендациями по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (нефрит)» [17, 18]. По нашему мнению, недропользователи на основе разработанных и утвержденных ГКЗ Стандартов и вышеуказанных «Методических рекомендаций ...» могут выполнить качественную и однозначную оценку нефрита в критериях, удовлетворяющих современным требованиям. При этом на каждом оцениваемом месторождении необходимо формирование эталонной коллекции всех основных сортов нефрита. Этalonная коллекция должна сопровождаться квалифицированными экспертными заключениями аттестованных геммологов и полным петрографическим описанием каждого эталонного образца.

Мировой рынок нефрита, ценообразование

Объем внутреннего потребления в России трудно оценить – так, в Бурятии в 2020 г. по официальным данным добыто 1340 т нефрита-сырца, а объем экспорта составил всего около 400 т. В тоже время, в России единственным крупным предприятием по переработке и производству изделий из нефрита является ООО «Ориентал Вэй», расположенная в Улан-Удэ и принадле-

жащее московской компании ООО ТД «Ориентал Вэй», единственный собственник которого – кипрский офшор «Резингтон Холдинг Лимитед». В свою очередь, ООО «Ориентал Вэй» является исключительным потребителем светлоокрашенного нефрита Кавоктинского, Буромского и Хайтинского месторождений Витимского района и зеленого нефрита Оспинского месторождения Восточных Саян, добываемого ООО «Забайкальское горнорудное предприятие» (ЗГРП). С одной стороны, мы имеем пример полного цикла освоения полезного ископаемого в России – геологоразведочные работы – добыча – переработка и продажа готовых изделий. С другой стороны, по свидетельству генерального директора ООО ТД «Ориентал Вэй» Валерия Блысаковки, «... производственный цикл остановили на производстве заготовок – основной продукцией является заготовка для цельного браслета из камня, потому что основной рынок, на котором реализуются изделия из нефрита – это Китай». По данным таможенной службы РФ за 2019 г. 90% российского экспорта нефрита принадлежит трём российским компаниям, причем «Ориентал Вэй» принадлежит 50% всего экспорта (*рис. 10*).

Как было отмечено выше, годовой объем экспорта нефрита в Китай составляет около 400 т, в этом случае на долю «Ориентал Вэй» приходится 200 т. Соответственно, если по данным сайта компании фабрика в Улан-Удэ переработала за год 255 т нефрита-сырца, то за минусом объема, проданного в Китай (200 т), на внутренний рынок уходит 55 т, включая несортовой нефрит и отходы переработки. Безусловно, описанная ситуация на внутреннем рынке

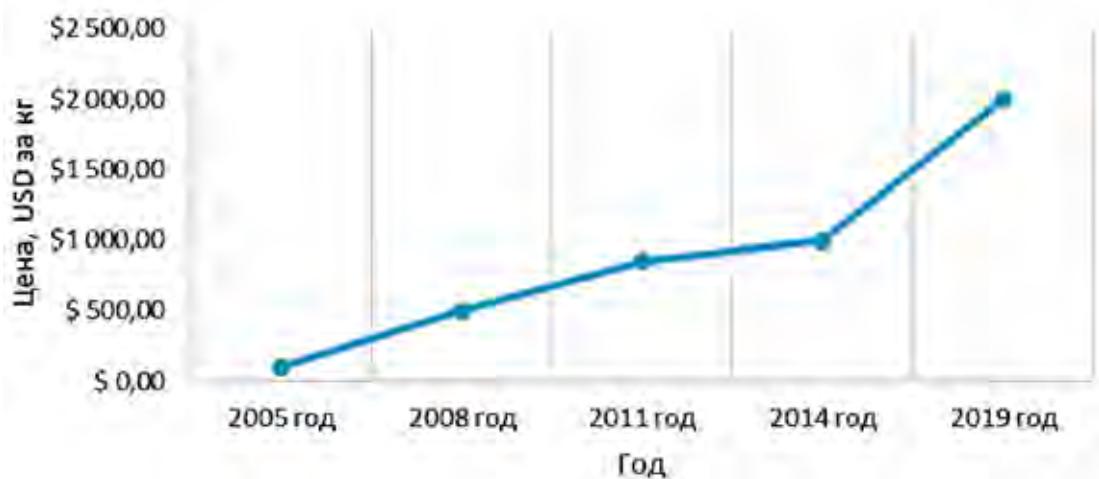


Рис. 13.
Динамика оптовых внутренних цен на сырье зеленого нефрита в Китае

нефрита в России является объективной. Это, в первую очередь, связано с многовековыми традициями культуры потребления нефритовых изделий в Китае (от ширпотреба до высокохудожественных образцов).

Российский рынок ограничен, с одной стороны, низкой востребованностью в изделиях из нефрита и, с другой – отсутствием китайской культуры обработки нефрита и жадеита (*рис. 11*).

Таким образом, единственным потребителем добываемого в России нефрита является Китай, включая Гонконг. По данным *Gems&Jewelry Trade Association of China* (<http://www.jewellery.org.cn/index.aspx>) годовое потребления сырья нефрита в Китае составляет около 8000 т, из которых на долю нефрита из России приходится 400 т, Канады – около 1000 т, остальной объём – нефрит, добываемый в Китае. Отметим, что канадский нефрит более низкого качества, чем российский, хотя по данным Геологической Службы Канады (GSC) экспортная цена нефрита из Канады в среднем в 2 раза выше, чем российского, и составляет около \$70 за килограмм. В Китае существуют крупные центры оптовой торговли нефрита-сырца, сосредоточенные преимущественно в приграничных с Россией городах Дунин, Манчжурия, а также в Пекине, Харбине и Гонконге. Кроме того, работают интернет-площадки и аукционные дома. Аукционные дома *Christie's* и *Sotheby's*, *Beijing Boguan Auction House* продают дорогие высокохудожественные изделия из нефрита. Данные с интернет-площадок и сайтов крупнейших оптовых продавцов сырья нефрита в Китае позволяют получить данные по внутренним ценам на сырьё в Китае и структуру оптовых продаж. Несмотря на значительные обороты торговли нефритом-сырцом в Китае, оцениваемые в 1,5 млрд долларов США

в год, всего 4 компании контролируют 60% импорта нефрита в страну (*рис. 12*).

Это определяет, с одной стороны, устойчивую динамику роста цен на внутреннем рынке Китая (*рис. 13*) и, с другой – давление этих компаний на формирование экспортных цен на российское сырьё (*рис. 14*).

Внутренний рынок сырья нефрита в Китае показывает значительный рост цен с 2008 г. по 2019 г. в 4 раза – от \$500 до \$2000 за 1 кг. В то же время российские экспортеры по данным таможенной статистики за 2019–2020 гг. продавали нефрит-сырец (код ТН ВЭД 7103100001) от \$8 до \$68 за 1 кг (*рис. 13*). Даже если мы учтем высокие ввозные пошлины в Китае (30% от контрактной стоимости товара), то такой диспаритет (в 10–15 раз) может быть обусловлен только лишь двумя факторами – «серыми» схемами экспорта, когда реальная цена в несколько раз выше декларируемой (контрактной) и имеет место наличный денежный оборот, учитывая значительные объемы наличных средств у многочисленных китайских продавцов в России, а также диктатом китайских покупателей, учитывающих их монопольное положение на внешнем рынке. Если «серый» экспорт наше государство вполне способно контролировать и значительно преуспело в этом в последние годы, то заставить китайских потребителей принять российскую систему разбраковки сортов нефрита-сырца и, соответственно, предлагать цены, ориентированные на уровень оптовых цен Китая, не представляется возможным. С другой стороны, российский производитель не может проводить разбраковку сырья по китайским стандартам, которых фактически нет. Обычно это просто оценка китайского покупателя – какие изделия можно будет изготовить из конкретного блока нефрита-сырца. При этом

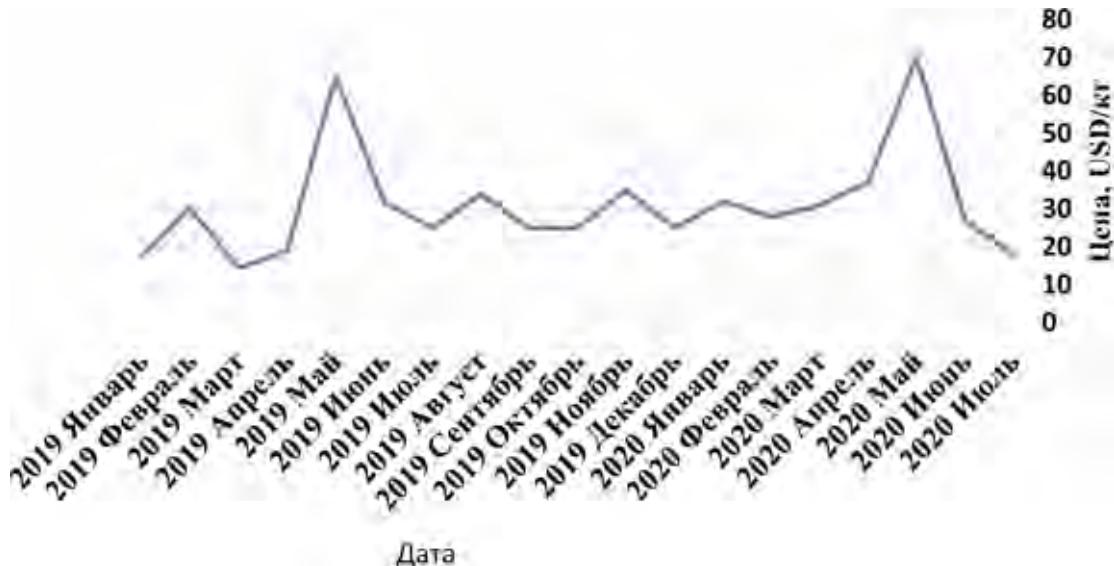


Рис. 14.
Динамика экспортных цен на нефрит сырец (2019–2020)

предпочтение отдают наиболее крупным монолитам. Представляется, что опыт ООО «Ориентал Вэй» по изготовлению из нефрита-сырца заготовок для браслетов показывает один из способов повысить экспортные цены.

Вышеизложенное позволяет наметить стратегию действий российских недропользователей и экспортеров на внешнем рынке:

- приведение критериев оценки качества и сортировки нефрита к единому Стандарту, который необходимо разработать и утвердить Министерству природных ресурсов и экологии РФ;
- развитие более глубокой сортировки и переработки нефрита-сырца с изготовлением полупроизводственных изделий, ориентированных на китайского потребителя (заготовки для браслетов, колец и т.д.);
- освоение недропользователями современных методов продвижения товара в интернете, включая международные площадки Азиатского региона;
- участие в крупнейших международных выставках, таких как, Jewellery & Gem ASIA HongKong, Tucson Gem, Mineral & Fossil Showcase, Gems & Jewellery Exhibitions, Trade Show in Shenzhen;
- развитие отечественной художественной школы по обработке нефрита (по примеру Ассоциации переработчиков янтаря);
- создание Ассоциации компаний, добывающих нефрит, с целью выработки единой политики на внешнем рынке;
- при поддержке местных и федеральных органов власти открытие в крупных агломерациях Сибири – Улан-Удэ, Чите, Иркутске и Красноярске постоянно действующих торгово-выставочных центров.

Важнейший вопрос, возникающий при оценке месторождений нефрита и составлении технико-экономического обоснования (ТЭО) кондиций, – каким образом определять стоимость товарной продукции, в нашем случае – нефрита-сырца с обоснованным процентным содержанием всех сортовых разновидностей. В современных условиях диктата покупателя, заинтересованного в приобретении неразделенных по сортовым разновидностям блоков нефрита-сырца у недропользователей есть только два возможных способа определения стоимости товарной продукции: 1) на основе действующего или выполненного контракта купли-продажи, 2) по средней экспортной цене на основе данных таможенной службы в течение года до составления ТЭО (МПР России от 05.06.2007 № 37-р). Безусловно, оба эти способы позволяют оценить только лишь минимальные цены нефрита-сырца в блоках, но в настоящее время других вариантов нет. Требовать рассчитывать стоимость товарной продукции по всем выделенным сортовым и несортовым разновидностям недопустимо в силу вышеизложенных причин, главная из которых – диктат китайского покупателя. К сожалению, кроме Китая, никто в мире не покупает нефрит, а у российских предприятий есть серьезный конкурент со стороны Канады. Современное состояние спроса на нефрит ограничивается нефритом-сырцом, экспортные цены на который для зеленых разновидностей составляют 30–40 USD (Оспинское месторождение), для нефритов неоднородной зеленой окраски с темными вкраплениками – 15 USD (Куртушибинское месторождение) и для светлоокрашенных витимских нефритов – от 40–50 USD за 1 кг. ①

Литература

1. Бурцева М.В., Рипп. Г.С., Посохов В.Ф., Мурзинцева А.Е. Нефриты Восточной Сибири: геохимические особенности и проблемы генезиса //Геология и геофизика. 2015. № 3. С. 516–527.
2. Киявленко Е.Я., Сенкевич Н.Н. Геология месторождений поделочных камней. М.: Недра. 1976. 280 с.
3. Киявленко Е.Я. Поиски и оценка месторождений драгоценных и поделочных камней. М.: Недра. 1980.
4. Леонов В.З. Геохимические особенности образования нефрита в гипербазитах. М.: Наука. 1983.
5. Летников Ф.А., Секерин А.П. Особенности состава и генезиса нефритов Саяно-Байкальской горной области / Минералогия и генезис цветных камней Восточной Сибири. Новосибирск: Наука. 1983. С. 96–102.
6. Рычков В.М., Сенькин О.А. Рычкова С.И. Нефриты, родингиты, жадеиты Алтая и Сибири //Природные ресурсы горного Алтая. Геология, геофизика, гидрогеология, геэкология, минеральные и водные ресурсы. 2015. № 1(15).
7. Секерин А.П. Нефриты Горлыкгольского месторождения в Восточном Саяне / Минералогия и генезис цветных камней Восточной Сибири. Новосибирск: Наука. 1983. С. 103–109.
8. Секерин А.П. К вопросу об условиях образования нефрита //Известия АН СССР. 1979. № 9.
9. Секерин А.П. Секерина Н.В. Генетические особенности светлоокрашенных нефритов Средне-Витимской горной страны //Доклады АН СССР. 1985. Т. 284. № 1.
10. Секерин А.П., Секерина Н.В., Меньшагин Ю.В., Лощено В.А. Принципы прогнозирования нефритоносных областей //Отечественная геология. 1997. № 5. С. 42–46.
11. Сутурин А.Н., Замалетдинов Р.С. Нефриты. Новосибирск: Наука. 1984.
12. Якшин С.А., Сутурин А.Н. и др. Типы месторождений нефрита и критерии нефритоносности гипербазитовых массивов / Неметаллические полезные ископаемые, связанные с гипербазитами. Ленинград. 1974.
13. Чжао Хэн. Закономерности локализации месторождений нефрита в западном Кунь-Луне и прилегающих районах Таримской депрессии. Автореферат диссертации канд. геол.-мин. наук. Москва. 2016.
14. Hockley J.J., Birch William, Worner Y.K. Nephrite Deposit of the Great Serpentine Belt of New South Wales. September 1978. Journal of the Geological Society of Australia 25.
15. Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (утверждена приказом МПР РФ от 11.12.2006 № 278). Доступно на: https://base.garant.ru/12151221/#block_1000 (обращение 21.06.2022).
16. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов (рекомендованы протоколом МПР России от 03.04.2007 № 11-17/0044-пр). Доступно на: <https://base.garant.ru/71960308/> (обращение 21.06.2022)
17. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (нефрит) (утверждены Распоряжением Минприроды России от 31.10.2014 № 30-р). Доступно на: <https://sudact.ru/law/rasporiazhenie-minprirody-rossii-ot-31102014-n-30-r/> (обращение 21.06.2022).
18. 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: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_ugli.pdf (обращение 21.06.2022).
19. Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическим обоснованиям кондиций для подсчета запасов месторождений полезных ископаемых (рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 № 11-17/0044- пр). Доступно на: <https://amurinform.ru/wp-content/uploads/2015/10/met.rek.-sostav-po-teo1.pdf> (обращение 21.06.2022).
20. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов твердых полезных ископаемых (утверждены приказом Минприроды России от 23.05.2011 № 378). Доступно на: <https://base.garant.ru/2174942/> (обращение 21.06.2022).

UDC 553.5/9;553.04

E.G. Korsunov, Expert¹ of the RF State Reserves Commission, cd53@mail.ru

A.Z. Romanovsky, General Director of Geostrom LLC², geostrom@mail.ru

V.S. Shaposhnikov, Executive Director of JSC "Mariinsky mine"³, v.shaposhnikov@marmine.ru

¹Lineinaya str., bld. 29 – 24, Novosibirsk, Russia, 630049

²5/3 Starorusskaya str., St. Petersburg, 191144, Russia.

³PO Box 101, Industrial area, western part, zone no. 4, settlement Malysheva, Asbest, Sverdlovsk region, 624286, Russia.

Topical Issues in the Assessment of Jade Deposits in Siberia

References

1. Burtseva M.V., Ripp. G.S., Posokhov V.F., Murzintseva A.E. *Nefty Vostochnoi Sibiri: geokhimicheskie osobennosti i problemy genezisa* [Nephrites of Eastern Siberia: geochemical features and problems of genesis]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2015, No 3, pp. 516–527.

2. Kiiavlenko E.Ia., Senkevich N.N. *Geologija mestorozhdenii podelochnykh kamnei* [Geology of deposits of ornamental stones]. Moscow, Nedra Publ., 1976, 280 p.
3. Kiiavlenko E.Ia. *Poiski i otsenka mestorozhdenii dragotsennykh i podelochnykh kamnei* [Search and evaluation of deposits of precious and ornamental stones]. Moscow, Nedra Publ., 1980.
4. Leonov V.Z. *Geokhimicheskie osobennosti obrazovaniia nefrita v giperbazitakh* [Geochemical features of the formation of nephrite in ultramafic rocks]. Moscow, Nauka Publ., 1983.
5. Letnikov F.A., Sekerin A.P. *Oсобенности состава и генезиса нефритов Саяно-Байкальской горной области* [Features of the composition and genesis of nephrites of the Sayano-Baikal mountain region]. *Mineralogija i genezis tsvetnykh kamnei Vostochnoi Sibiri* [Mineralogy and genesis of colored stones of Eastern Siberia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1983, pp. 96–102.
6. Rychkov V.M., Sen'kin O.A. Rychkova S.I. *Nefrity, rodingity, zhadeity Altai i Sibiri* [Nephrites, rodingites, jadeites of Altai and Siberia]. *Prirodnye resursy gornogo Altaia. Geologija, geofizika, hidrogeologija, geoekologija, mineral'nye i vodnye resursy* [Natural resources of the Altai Mountains. Geology, geophysics, hydrogeology, geoecology, mineral and water resources], 2015, No 1(15).
7. Sekerin A.P. *Nefrity Gorlykgol'skogo mestorozhdeniya v Vostochnom Saiane* [Jades of the Gorlykgol deposit in the Eastern Sayan]. *Mineralogija i genezis tsvetnykh kamnei Vostochnoi Sibiri* [Mineralogy and genesis of colored stones in Eastern Siberia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1983, pp. 103–109.
8. Sekerin A.P. *K voprosu ob usloviyakh obrazovaniia nefrita* [On the question of the conditions for the formation of jade]. *Izvestija AN SSSR* [Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR], 1979, No 9.
9. Sekerin A.P. Sekerina N.V. *Geneticheskie osobennosti svetlookrashennykh nefritov Sredne-Vitimskoi gornoj strany* [Genetic features of light-colored nephrites of the Middle Vitim mountainous country]. *Doklady AN SSSR* [Reports of the Academy of Sciences of the USSR], 1985, vol. 284, No 1.
10. Sekerin A.P., Sekerina N.V., Men'shagin Iu.V., Loshchenko V.A. *Printsypry prognozirovaniia nefritonosnykh oblastei* [Principles of forecasting nephritic areas]. *Otechestvennaja geologija* [Domestic geology], 1997, No 5, pp. 42–46.
11. Suturin A.N., Zamaletdinov R.S. *Nefrity* [Jades]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1984.
12. Iakshin S.A., Suturin A.N. i dr. *Tipy mestorozhdenii nefrita i kriterii nefritonosnosti giperbazitovykh massivov* [Types of jade deposits and criteria for the nephriticity of hyperbasite massifs]. *Nemetallicheskie poleznye iskopaemye, sviazannye s giperbazitami* [Non-metallic minerals associated with ultrabasites]. Leningrad. 1974.
13. Chzhao Khen. *Zakonomernosti lokalizatsii mestorozhdenii nefrita v zapadnom Kun'-Lune i prilegajushchikh raionakh Tarimskoi depressii* [Localization patterns of jade deposits in the western Kun-Lun and adjacent areas of the Tarim Depression]. Thesis of the diss. cand. sc.(geological and mineralogical). Moscow. 2016.
14. Hockley J.J., Birch William, Worner Y.K. Nephrite Deposit of the Great Serpentine Belt of New South Wales. September 1978. Journal of the Geological Society of Australia 25.
15. *Klassifikatsiya zapasov i prognoznykh resursov tverdykh poleznykh iskopaemykh (utverzhdena prikazom MPR RF ot 11.12.2006 № 278)* [Classification of reserves and predicted resources of solid minerals (approved by order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation of December 11, 2006 No. 278)]. Available at: https://base.garant.ru/12151221/#block_1000 (accessed 21 June 2022).
16. *Metodicheskie rekomendatsii po kompleksnomu izucheniiu mestorozhdenii i podschetu zapasov poputnykh poleznykh iskopaemykh i komponentov (rekomendovany protokolom MPR Rossii ot 03.04.2007 № 11-17/0044-pr)* [Guidelines for the comprehensive study of deposits and the calculation of reserves of associated minerals and components (recommended by the protocol of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 03.04.2007 No. 11-17)]. Available at: <https://base.garant.ru/71960308/> (accessed 21 June 2022)
17. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu Klassifikatsii zapasov mestorozhdenii i prognoznykh resursov tverdykh poleznykh iskopaemykh (nefrit) (utverzhden Rasporiazheniem Minprirody Rossii ot 31.10.2014 № 30-r)* [Guidelines for the application of the Classification of reserves of deposits and predicted resources of solid minerals (nephrite) (approved by the Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated October 31, 2014 No. 30-r)]. Available at: <https://sudact.ru/law/rasporiazhenie-minprirody-rossii-ot-31102014-n-30-r/> (accessed 21 June 2022).
18. *Metodicheskie rekomendatsii po tekhniko-ekonomicheskому obosnovaniyu konditsii dlia podscheta zapasov mestorozhdenii tverdykh poleznykh iskopaemykh (krome uglei i goriuchikh slantsev) (utverzhden rasporiazheniem MPR Rossii ot 05.06.2007 № 37-r)* [Guidelines for the feasibility study of conditions for calculating the reserves of deposits of solid minerals (except for coal and oil shale) (approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 05.06.2007 No. 37-r)]. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_ugli.pdf (accessed 21 June 2022).
19. *Metodicheskie rekomendatsii po sostavu i pravilam oformleniya predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po tekhniko-ekonomicheskym obosnovaniyu konditsii dlia podscheta zapasov mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh (rekomendovany k ispol'zovaniyu protokolom MPR Rossii ot 03.04.2007 № 11-17/0044-pr)* [Methodological recommendations on the composition and rules for the execution of materials submitted for state examination on feasibility studies of conditions for calculating the reserves of mineral deposits (recommended for use by the protocol of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 03.04.2007 No. 11-17 / 0044-pr)]. Available at: <https://amurinform.ru/wp-content/uploads/2015/10/met.rek.-sostav-po-teo1.pdf> (accessed 21 June 2022).
20. *Trebovaniia k sostavu i pravilam oformleniya predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po podschetu zapasov tverdykh poleznykh iskopaemykh (utverzhden prikazom Minprirody Rossii ot 23.05.2011 № 378)* [Requirements for the composition and rules for the execution of materials submitted for state examination on the calculation of reserves of solid minerals (approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated May 23, 2011 No. 378)]. Available at: <https://base.garant.ru/2174942/> (accessed 21 June 2022).



И.В. Шпурев
д-р техн. наук
ФБУ «ГКЗ»¹
генеральный директор
gkz@gkz-tf.ru



М.Ю. Данько
ООО «Тюменский институт
нефти и газа»²
заместитель генерального
директора по науке
danko@togi.ru



Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
академик РАЕН,
член ЦКР-УВС Роснедра
ООО «Тюменский Институт
нефти и газа»²
генеральный директор
tig@togi.ru



А.С. Зав'ялов
ООО «Тюменский Институт
нефти и газа»²
исполнительный директор
[ZavialovAS@togi.ru](mailto>ZavialovAS@togi.ru)



И.В. Байков
ООО «Газпромнефть-
Технологические партнерства»³
Центр комплексного
инжиниринга разведки
и добычи нетрадиционных
ресурсов
руководитель лаборатории
разработки



О.Ю. Кашников
канд. техн. наук
ООО «Газпромнефть-
Технологические
партнерства»³
руководитель программ
по геологии и разработке



Р.И. Гатин
ООО «Газпромнефть-
Технологические партнерства»³
Центр комплексного
инжиниринга разведки
и добычи нетрадиционных
ресурсов
руководитель направления
гидродинамического
моделирования



А.В. Ханов
ООО «Газпромнефть-
Технологические
партнерства»³
Блок операционной
деятельности
Руководитель направления
по геологии и разработке

Методика моделирования технологических показателей добычи баженовской свиты без применения конечно-разностных сеточных моделей*

¹Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити-Центр», этажи 10–11.

³Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Якубовича, 24, литер «А».

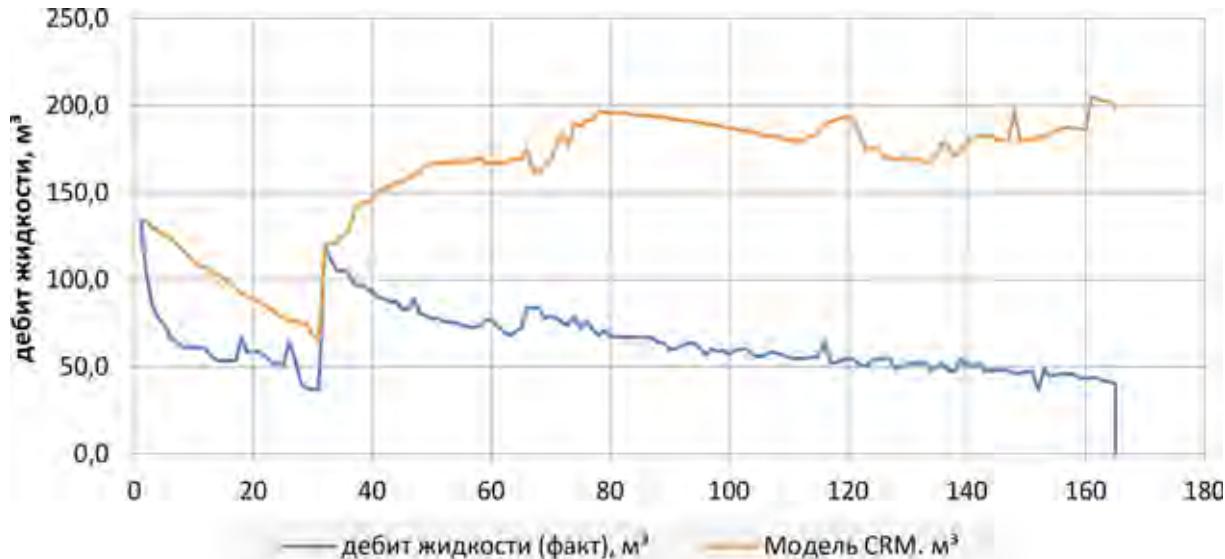
В работе предложена и апробирована новая методика прогноза динамики добычи нефти жидкости и газа для сланцевых коллекторов баженовской свиты без применения геологогидродинамического моделирования, который был апробирован на полигон «Бажен» Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Метод основан на комбинации материального баланса, закона дарси, уравнения состояния, сведенных в единую систему, позволяющую решить обратную, а не прямую задачу гидродинамики. Создан первый в РФ гидродинамический симулятор, основанный не на решении дифференциальных уравнений методом конечных разностей, а на подборе коэффициентов аналитических уравнений оптимизационными методами, который доказал свою работоспособность, что позволяет рекомендовать его как основу для составления проектных документов в качестве альтернативы построению «классических» ГДМ. Отличительными особенностями такого подхода является высокая точность и скорость расчетов. Помимо этого, в работе впервые рассмотрены вопросы воспроизведения высокого газового фактора баженовской свиты и причины его превышения над газосодержанием

Ключевые слова: уравнение материального баланса; сланцы; баженовская свита; подсчет запасов нефти; объемно-резистивная модель

*Вторая часть. Первая часть статьи – «Анализ методик оценки дренируемых и извлекаемых запасов баженовской свиты» опубликована в журнале «Геология и недропользование» № 4–2021.

С момента принятия на ЭТС «ГКЗ» «Временного методического руководства...» [1] по подсчету запасов коллекторов сланцевого типа прошло уже 5 лет. По состоянию на 2016 г. не было информации о поведении горизонтальных скважин с МГРП, анализ строился сугубо на старых данных по вертикальным разведочным скважинам. В 2017 г. началась реализация проекта ОПР «Бажен», что позволило на текущий момент обладать полными данными о поведении 29 ГС, по которым каждый день, непрерывно проводились замеры забойного давления и газового фактора. Применение классического материального баланса, без учета газового фактора (о котором по причине отсутствия данных не подозревали в 2016 г.) и моделей мат-баланса CRM и ML [2, 3] не дало должного результата, на исторические показатели было адаптировано менее половины скважин [4]. В представленной работе сделан шаг по преодолению этой проблемы. Без надежного метода прогнозирования динамики идея об отказе от геологических и сеточных гидродинамических моделей для проектирования сланцевых коллекторов лишена смысла, поскольку не получит развития в проектных документах на разработку месторождений. При этом авторы осознают необходимость использования в прокси-моделях и мат-балансе геологических параметров, определенных по методике BMP [1], без которых при решении обратной задачи гидродинамики может получаться не «физичный» прогноз, «оторванный» от геологии пласта.

Рис. 1.
Настройка модели CRM с учетом забойного давления на дебит жидкости [9]



Модификация метода CRM (Capacitance-Resistive Models) для расчета динамики работы скважин с газовым фактором, превышающим газосодержание (CRMmf)

Впервые авторами предлагалось использовать модель CRM для прогнозирования динамики работы баженовских и ачимовских коллекторов в работе [3]. Однако в работе [4] было показано, что для баженовской свиты стандартные модели не работают, наблюдаются существенные расхождения фактического и модельного дебита жидкости (*рис. 1*).

Проблема заключается в том, что необходима настройка модели CRM не на дебит жидкости, а на дебит многофазного флюида на забое – $Q_{mf}(t_n)$, который складывается из дебита жидкости и объемного дебита газа, приведенного к термобарическим условиям на забое. Фактический газовый фактор на скважинах может превышать $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при газосодержании $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (*рис. 2*). Это связывается нами с тем, что при ГРП создается искусственный трещиноватый коллектор, подключающий большую зону дренирования, газ выделяется из всего объема и свободно мигрирует по трещинам к забою. Стоит отметить, что при КИН = 0.1 д.ед (обычном для сланцевых коллекторов), растворенный газ выделяется из объема в 10 раз большего, чем объем добываемой нефти, т.е. газовый фактор будет превышать газосодержание в 10 раз. Предположения авторов были подтверждены расчетами на ГДМ. На *рис. 2* приведена иллюстрация роста газового фактора и дебита газа на забое для характерной скважины баженовской свиты объекта ЮКО/01 Пальяновской площади Красноле-

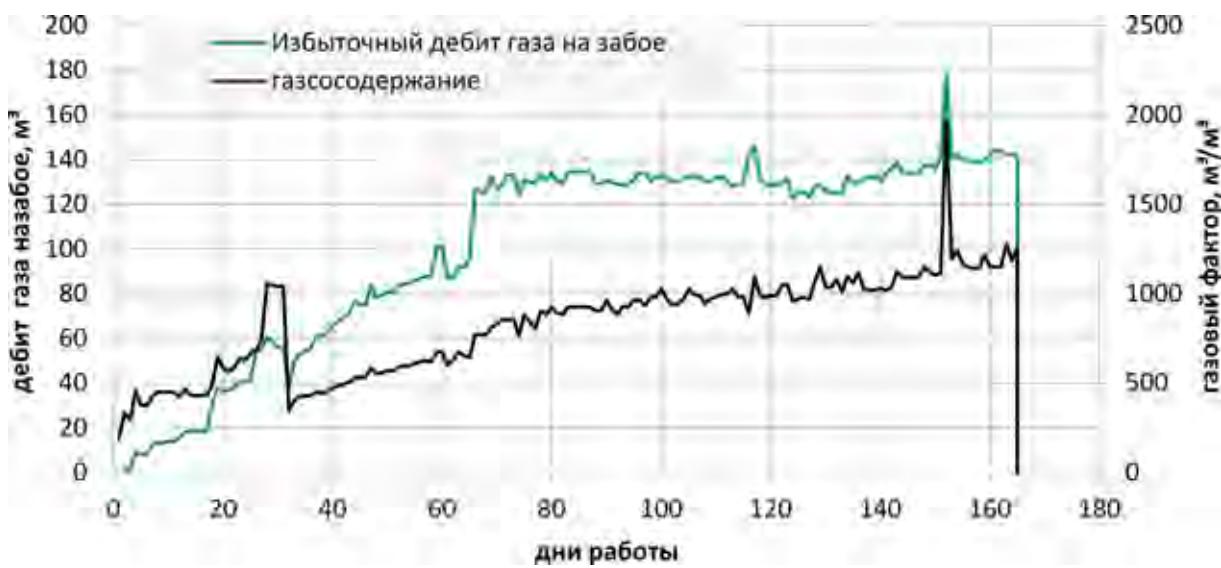


Рис. 2.
Иллюстрация роста газового фактора и дебита газа на забое

нинского месторождения. Видно, что дебит газа, приведенный к забойным условиям, составляет 140 м³/сут при дебите жидкости – 100 м³/сут, и этот дебит должен учитываться в расчете по методике CRM и в формуле Дарси.

Общую формулу в этом случае можно записать как:

$$Qmf(t_n) = ql(t_n) + qg(t_n) \quad (1)$$

где:

$Qmf(t_n)$ – дебит многофазного флюида в момент времени t_n (м³);
 $ql(t_n)$ – дебит жидкости в момент времени t_n (м³);
 $qg(t_n)$ – дебит газа в забойных условиях в момент времени t_n (м³).

Дебит газа на забое можно рассчитать по упрощенной формуле для идеального газа через дебит газа Qg в момент времени t_n , газосодержание RS (которое рассчитывается как функция забойного давления - p_n) и дебит нефти $q_{oil}(t_n)$:

$$qg(t_n) = \frac{Qg(t_n) - RS(p_n) * q_{oil}(t_n)}{p_n} \quad (2)$$

В формуле (2) значения не могут быть отрицательными.

Итоговая формула модели CRM с учетом газа будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} ql(t_n) + \frac{Qg(t_n) - RS(p_n) * q_{oil}(t_n)}{p_n} = \\ q(t_{n-1}) e^{-\left(\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau}\right)} - J\tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \left(1 - e^{-\left(\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau}\right)}\right) \end{aligned} \quad (3)$$

Параметр τ связан с продуктивностью (J), скимаемостью (ct) и дренируемым поровым объемом системы (V_p) по следующему соотношению:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (4)$$

Применение формулы (3) для реальной динамики работы скважин полигона «Бажен» дает прекрасную сходимость модельных и фактических значений дебита «мультифлюида» на всех интервалах динамики [5].

Авторы понимают, что модель CRM изначально не разрабатывалась для многофазного случая, и что при записи ее в виде (3) делается очень грубое допущение о том, что газ и жидкость фильтруются по одному закону и с одинаковыми фазовыми проницаемостями, помимо этого фильтрация газа не оказывает фазового влияния на фильтрацию жидкости – да, это очень грубые допущения, но на практике мы видим, что это так. Возможно, в трещиноватом искусственном коллекторе, созданном при ГРП, фазовые эффекты действительно не определяющие.

Помимо этого для решения обратной задачи гидродинамики необходимо подобрать параметры в формуле (4). Мы имеем некорректную с точки зрения математики задачу – одно уравнение и два неизвестных. Необходимы замыкающие соотношения. Авторы предлагают использовать граоаналитическое определение дренируемого порового объема V_p из работы [6] – (MFDMB), но с модификациями для баженовской свиты, а именно: отсутствует начальный свободный газ, конденсатосодержание, и фазовые эффекты.

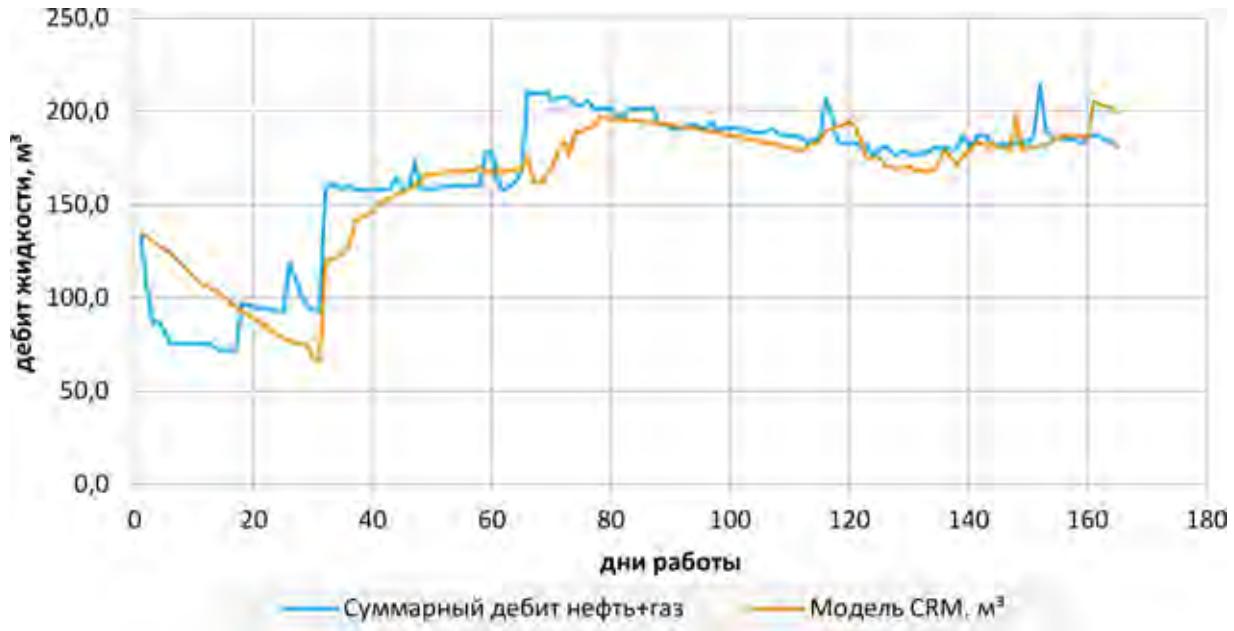


Рис. 2.

Настройка модели CRM(mf) для суммарного дебита нефть + газ [5]

Общая схема расчетов и структура программного обеспечения

На рис. 3 приведена схема расчетов в гидродинамическом симуляторе на основе решения обратной задачи гидродинамики.

Основными входными данными являются промысловые показатели: посutoчные дебиты жидкости, нефти и газа, забойные давления, динамические уровни, геологические данные (фильтрационно-емкостные свойства пород, физико-химические свойства пластовых флюидов, координаты и траектории скважин, карты распределения свойств объектов разработки), а также PVT-зависимости. Обращаем внимание, что в отличие от «классических» симуляторов, обратная модель гидродинамики может основываться на более дискретных данных: суточных, часовых и даже минутных данных, при этом не будет существенных потерь в скорости расчетов и адаптации.

Основу представленного в работе метода составляют забойные давления по скважине: каждому значению дебита жидкости должно соответствовать значение забойного давления. Для исключения потерь данных в программном обеспечении предусмотрен модуль подготовки (1), который может осуществлять пересчет забойного давления через динамические уровни, интерполяцию и отбраковку данных. Модули промысловых показателей и геологических данных реализованы в качестве отдельных инструментов обработки информации.

Известные дебиты, забойные давления, фильтрационно-емкостные свойства пластов

и физико-химические свойства флюидов используются в модуле многофазного динамического материального баланса (MFDMB) (2), который является самостоятельным алгоритмом, позволяющим оценивать начальные дренируемые запасы нефти, воды и газа.

Все исходные и обработанные в модулях (1), (2) данные поступают в расчетное ядро CRM (4), где осуществляется настройка общей модели материального баланса CRM для каждой скважины. Модуль является упрощенной схемой гидродинамической модели, в которой изменение таких параметров как продуктивность, скимаемость и дренируемый поровый объем может влиять на сходимость расчетных и фактических значений.

Далее информация из модуля (4) поступает в блок адаптации (5), где происходит проверка и регулирование параметров для наилучшего соответствия расчета фактическим данным, а также визуализация результатов проведенной работы.

После настройки адаптации в блоке прогнозных характеристик (6) выполняется анализ входных дебитов, зависимостей газосодержания и обводненности от накопленной добычи, которые в дальнейшем используются в прогнозе динамики добычи фактических и проектных скважин в модуле (7).

В блоке прогнозных расчетов и представления результатов (7) осуществляется расчет прогноза по базовому фонду скважин, расстановка проектного фонда, разбивка скважин на типы (типы скважин задает пользователь,



Рис. 3.
схема расчетов в гидродинамическом симуляторе на основе решения обратной задачи гидродинамики

они могут выделяться по количеству стадий ГРП, объему пропанта и скорости закачки), визуализация прогноза в виде графиков, таблиц и карт.

Отдельным алгоритмом для оптимального подбора варьируемых параметров модулей (2), (5) и (7) является блок оптимизации (3).

Алгоритм адаптации

Адаптация модели материального баланса к истории разработки проводилась согласно суточным замерам работы скважин. Это сделано для повышения точности расчетов, т.к. важны именно изменения забойного давления в привязке к конкретным дебитам жидкости, а не их трендовая составляющая. Также стоит отметить, что адаптация осуществляется при настройке на суммарный дебит (нефть + вода + газ), забойные давления являются управляющим параметром, а дебиты нефти газа и воды – вторичными. В таких условиях по аналогии с ГДМ точность настройки на забойные давления абсолютна, а для дебита жидкости не должно быть таких же жестких параметров настройки как в ГДМ, поскольку жидкость не является управляющим параметром [5].

Также в модели CRM важна не адаптация как таковая, а предсказательная способность, поэтому настройка осуществляется на наиболее характерные интервалы, тяготеющие к концу динамики.

В качестве функции ошибки, минимизируемой в ходе оптимизации параметров, предлагается использовать среднеквадратичную ошибку:

$$MSE(J, V_p) = \frac{\sum_{t=1}^n (\widehat{Q}_t - Q_t^{CRM}(J, V_p))^2}{n} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} Q_t^{CRM}(J, V_p) = & \widehat{Q}_{t-1} e^{-\left(\frac{\Delta t}{\tau}\right)} - \\ & \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t}{\tau}\right)}\right) \left(J \tau \frac{p_t - p_{t-1}}{\Delta t}\right), \end{aligned} \quad (5)$$

где:

\widehat{Q}_t – фактический дебит мультифлюида в момент времени t ;

Q_t^{CRM} – дебит мультифлюида, рассчитанного по формуле CRM, в момент времени t ;

n – количество временных шагов;

Δt – шаг по времени;

$t = (c_t V_p)/J$ – постоянная времени;

p_t – забойное давление в момент времени t .

Настроочными параметрами в этом случае будут: продуктивность (J) и дренируемый объем (V_p). Учитывая физический смысл поставленной задачи, необходимо задать модель ограничений, чтобы сузить область поиска и априори получать параметры, удовлетворяющие законам фильтрации флюида в пласте. В итоге получается задача условной оптимизации.

Исходя из начального приближения дренируемого порового объема, определенного гравитационно-аналитически по методу многофазного ди-

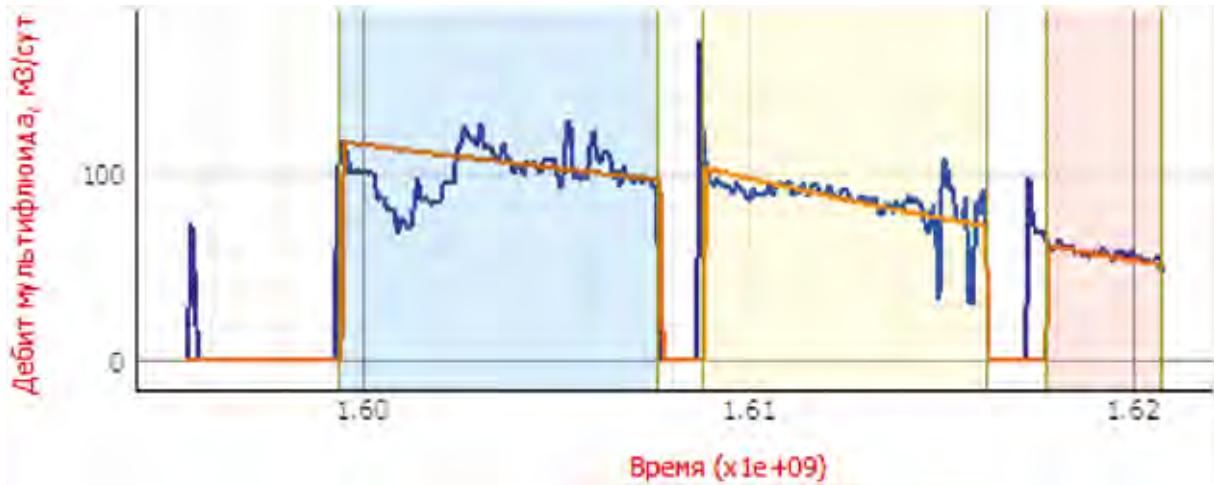


Рис. 4.
Разбиение данных на участки адаптации

намического материального баланса, границы варьирования предполагаются в коридоре 10% от начального приближения:

$$[V_p^{\text{init}} - 10\%; V_p^{\text{init}} + 10\%] \quad (6)$$

Задачи условной оптимизации на практике принято сводить к задачам безусловной оптимизации с помощью системы штрафов. То есть итоговая функция ошибки будет иметь вид:

$$\text{error}(J, V_p) = \text{MSE}(J, V_p) + \text{penalty}(J, V_p) \quad (7)$$

где $\text{penalty}(J, V_p)$ – штрафная функция, дающая большое значение, когда оптимизируемые параметры находятся вне модели ограничений. Предлагается в качестве штрафной функции использовать показательную:

$$\begin{aligned} \text{penalty}(J, V_p) &= P(J) + P(V_p) \\ P(J) &= \begin{cases} \text{base}^{(-J+J_{\min})} - 1, & \text{if } J < J_{\min} \\ 0, & \text{if } (J > J_{\min}) \text{ and } J < J_{\max} \\ \text{base}^{(J-J_{\max})} - 1, & \text{if } J > J_{\max} \end{cases} \\ P(V_p) &= \begin{cases} \text{base}^{(-V_p+V_{p\min})} - 1, & \text{if } V_p < V_{p\min} \\ 0, & \text{if } (V_p > V_{p\min}) \text{ and } (V_p < V_{p\max}) \\ \text{base}^{(V_p-V_{p\max})} - 1, & \text{if } V_p > V_{p\max} \end{cases} \end{aligned} \quad (8)$$

Значение base может быть любым и задаёт «крутизну» штрафной функции. Предлагается использовать значение 10. Таким образом, мы определяем область поиска оптимальных па-

раметров с помощью алгоритма безусловной оптимизации.

Одним из распространённых методов безусловной оптимизации для нахождения локально-го минимума является градиентный спуск

Алгоритм поиска глобального минимума функции ошибки методом градиентного спуска следующий:

1 – случайным образом выбирается начальная точка (набор параметров J и V_p), принадлежащая множеству допустимых значений (6);

2 – точка сдвигается против направления градиента функции ошибки установленное число итераций (предлагается 100 итераций);

3 – генерируется новая начальная точка и шаг 2 повторяется снова;

4 – шаги 2–3 повторяются определённое количество раз либо до окончания выставленного времени (предлагается использовать 100 начальных точек);

5 – выбирается точка с наименьшим значением функции ошибки.

К тому же нужно учитывать тот факт, что скважина за время своей эксплуатации может останавливаться, могут проводиться различные ГТМ, что в свою очередь приводит к изменению условий фильтрации флюидов в дренируемом объёме вокруг скважины. Из этого следует, что необходимо адаптировать модель CRM на каждый **стабильный** участок работы скважины.

Стабильный участок работы скважины определяется как период времени больше 14 дней, на котором не происходило остановок и ГТМ, а также исключены эффекты ГТМ и выхода на режим. Для этого предлагается последовательно исключать первые точки динамики с адаптацией модели CRM на оставшиеся точки, запоминая относительную ошибку адаптации. Так предла-

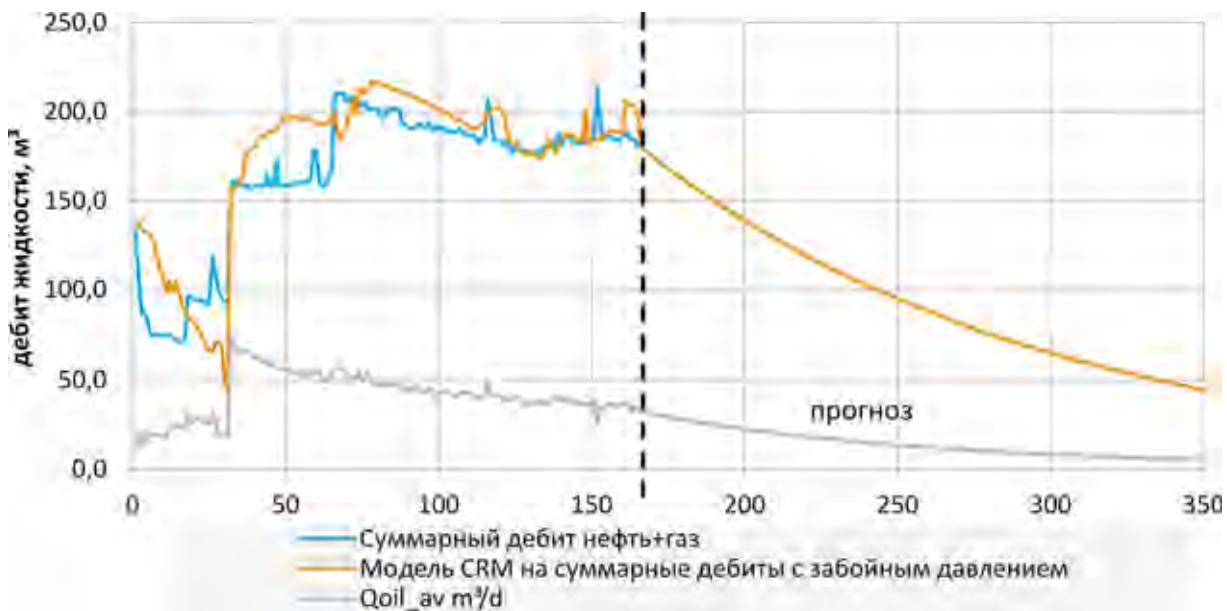


Рис. 5.

Прогнозная динамика по модели CRM (забойное постоянно) для скв. № 1 [5]

гается делать до исключения 7 точек и выбрать ту модель, которая будет иметь наименьшую относительную ошибку.

На рис. 4 представлен пример разбиения данных на участки адаптации. Синяя линия – фактические данные, оранжевая линия – результат адаптации, выделено три участка с разными коэффициентами настройки. Можно увидеть, что стартовая точка адаптации не равна стартовому фактическому дебиту.

После адаптации модельной динамики к фактическим данным и подбору параметров уравнения получается аналитической выражение, связующее дебиты мультифлюида (нефть + вода + газ) со временем и изменением забойного давления. Зависимость можно выразить по формуле (3). Дебиты нефти и газа необходимо пересчитывать через полученные характеристики обводнения и газового фактора.

На рис. 5 приведен прогноз дебита нефти и «мультифлюида» по характерной скважине при расчете по предлагаемой методике.

Для коллекторов баженовской свиты характерна слабая зависимость дебитов нефти и накопленной добычи от геологических параметров: эффективной толщины, фациального состава, расчлененности и пр., поэтому прогнозирование предлагается осуществлять методом «усредненной» скважины. Однако это не значит, что параметры ее работы не зависят от применяемой технологии разработки, количества портов ГРП, объема закаченного пропанта. Более того, для замыкающих соотношений в формуле CRM должно и нужно использовать геологические

параметры, определенные в ходе подсчета запасов. Как уже отмечалось, параметр τ включает в себя отношение дренируемого порового объема и продуктивности (4), адаптация модели может происходить при любом, даже не физическом значении V_p ; используя метод динамического материального баланса [6] и задав физичные значения радиусов дренирования можно определить коридор вариации дренируемого порового объема. Стоит отметить, что в классических трехмерных геолого-гидродинамических моделях (ГДМ) дренируемый объем бесконечен или равен объему связанных со скважиной ячеек, поэтому они слабо подходят для моделирования сланцевых коллекторов.

Преимуществом разработанного метода прокси-моделирования на основе моделей CRM является то, что можно оценить прогнозную динамику работы по каждой фактической и проектной скважине с учетом изменения дизайна ГРП, длины скважин, рефрактов и пр. Можно изменять динамику ввода, ограничения по минимальному дебиту нефти, газовому фактору. Поскольку описанный во «Временном методическом руководстве...» [1] метод это сделать не позволяет, предлагается принимать КИН по описанной методике не как средневзвешенный по площади дренирования, а непосредственно по прогнозным расчетам.

Выводы

Метод динамического материального баланса, на текущий момент являющийся базовым в подсчете запасов [1], не рассчитан на применение

в проектных документах, прежде всего по причине отсутствия временной составляющей и алгоритма работы с новым проектным фондом.

Понимая это, авторы взяли за основу метод, изложенный в работах Ларри Лейка и Мортезы Саяпуре [2] и адаптированный для низкопроницаемых коллекторов Ачимовской свиты в работе Л.С. Бриллианта [3]. Авторы внесли в сам метод ряд существенных изменений, позволяющих адаптироваться к условиям баженовской свиты и технологии проведения ГРП.

Была создана рабочая версия программного обеспечения, позволяющего осуществлять про-

гноз динамики добычи скважин баженовской свиты как для фактического, так и для прогнозного фонда. При этом расчеты в предлагаемом симуляторе кратно быстрее, чем при «классическом» моделировании, и отличаются хорошей точностью. Поскольку Временное руководство [1] не предусматривает построение геологической модели сланцевых коллекторов и оставляет ГДМ без геологической «основы», то на текущий момент предложенный авторами в работе метод может быть использован при создании проектных документов. ¶

Литература

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 68–101.
2. Sayarpour M. 2008. «Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods». Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.
3. Данько М. Ю., Бриллиант Л. С., Завьялов А. С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 76–85.
4. Данько М.Ю., Байков И.В., Ханов А.В., и.др. Анализ методик оценки дренируемых и извлекаемых запасов баженовской свиты // Геология и недропользование. 2021. № 4. С. 18.
5. Данько М.Ю., Байков И.В., Ханов А.В., и.др. // Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса // ProНефть. 2021. № 4. С. 106–116.
6. Shahamat M. S., Clarkson C. R. Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance // SPE-185052. 2017.
7. Ручин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 4. С. 148–168.
8. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinstreiber и D. Fussel, «Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts», SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
9. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy, «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States» Washington, 2013.
10. Albertoni, A., Lake L.W., «Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods.» SPERE 6 (1): 6–16 2003.
11. De Vicente, Juan; Lanchares, Juan; Hermida, Román. «Placement by thermodynamic simulated annealing». Physics Letters A. 317 (5–6): 415–423. (2003)

UDC 622.276.344

I.V. Shpurov, D. Sc. (Engineering), General Director of State Commission for Reserves of Commercial Minerals¹, gkz@gkz-rf.ru

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science, LLC "Tyumen Institute of Oil and Gas"², danko@togi.ru

L.S. Brilliant, Cand. Sc. (Engineering), Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, General Director of Tyumen Institute of Oil and Gas², ting@togi.ru

A.S. Zavyalov, Executive Director of Tyumen Institute of Oil and Gas², ZavialovAS@togi.ru

I.V. Baikov, Head of Development Laboratory, Center for Integrated Engineering for Exploration and Production of Unconventional Resources, OOO Gazpromneft-Technological Partnerships³

O.Yu. Kashnikov, Cand. Sc. (Engineering), Program Manager for Geology and Development, OOO Gazpromneft-Technological Partnerships³

R.I. Gatin, Head of the Direction of Hydrodynamic Modeling, Center for Integrated Engineering for Exploration and Production of Unconventional Resources, OOO Gazpromneft-Technological Partnerships³

A.V. Khanov, Head of Geology and Development, Operations unit, OOO Gazpromneft-Technological Partnerships³

¹54 Bolshaya Polyanka str., bldg. 1, Moscow, 119180, Russia.

²64 Herzen str., City Center, floors 10–11, Tyumen, 625000, Russia.

³24 Yakubovich str., letter "A", St. Petersburg, 190000, Russia.

Technique for Modeling the Technological Parameters of the Production of the Bazhenov Formation without the Use of Finite-difference Grid Models

Abstract. The paper proposes and tests a new method for predicting the dynamics of oil, liquid and gas production for shale reservoirs of the Bazhenov formation without the use of geological and hydrodynamic modeling, which was tested on the Bazhen test site of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field. The method is based on a combination of mat-balance, Darcy's law, the equation of state, brought together into a single system that allows solving the inverse rather than the direct problem of hydrodynamics. The first hydrodynamic simulator in the Russian Federation was created, based not on the solution of differential equations by the finite difference method, but on the selection of coefficients of analytical equations by optimization methods, which proved to be efficient, which allows us to recommend it as a basis for compiling design documents as an alternative to building "classical" GDM. Distinctive features of this approach are high accuracy and speed of calculations. In addition, the paper considers for the first time the issues of reproducing the high one-time factor of the Bazhenov formation and the reasons for its excess over the gas content. The method was tested on the Bazhen landfill of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field and showed its efficiency, which makes it possible to recommend it as a basis for drawing up design documents as an alternative to building a hydrodynamic model.

Keywords: material balance equation; shale formations; Bazhenov formation; the calculation of oil reserves; CRM, Capacitance–Resistive Models.

References

1. Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti v treshchinnikh i treshchino-porovnykh kollektorakh v otlozheniiakh bazhenovskoi tolshchi Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Temporary Methodological Guidelines for Estimating Oil Reserves in Fractured and Fractured-Porous Reservoirs in the Bazhenov Formation of the West Siberian Oil and Gas Province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century, 2017, No 4, pp. 68–101].
2. Sayarpour M. 2008. «Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods». Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.
3. Dan'ko M. Iu., Brilliant L. S., Zav'ialov A. S. *Primenenie metoda dinamicheskogo material'nogo balansa i CRM-metoda (capacitance-resistive model) k podschetu zapasov achimovskikh i bazhenovskikh kollektorov* [Application of the dynamic material balance method and the CRM-method (capacitance-resistive model) to the calculation of reserves of Achimov and Bazhenov reservoirs]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, No 4, pp. 76–85.
4. Dan'ko M.Iu., Baikov I.V., Khanov A.V., i.dr. *Analiz metodik otsenki dreniruemymkh i izvlekaemykh zapasov bazhenovskoi svity* [Analysis of Methods for Estimating Drained and Recoverable Reserves of the Bazhenov Formation]. *Geologija i nedropol'zovanie* [Geology and Subsoil Use], 2021, No 4, p. 18.
5. Dan'ko M.Iu., Baikov I.V., Khanov A.V., i.dr. // *Prognozirovaniye raboty skvazhin bazhenovskoi svity na osnove modifitsirovannoi modeli dinamicheskogo material'nogo balansa* [Forecasting the operation of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model]. *ProNeft'* [PRONEFT. Professionally about oil], 2021, No 4, pp. 106–116.
6. Shahamat M. S., Clarkson C. R. Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance // SPE 185052. 2017.
7. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Kniazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsianko I.N. *Issledovaniye osobennosti otsenki vzaimovliianiia skvazhin na primere modeli CRM* [Investigation of the features of assessing the mutual influence of wells on the example of the CRM model]. *Vestnik tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika* [Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy], 2018, vol. 4, No 4, pp. 148–168.
8. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinstieber i D. Fussel, «Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts», SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
9. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy, «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States» Washington, 2013.
10. Albertoni, A., Lake LW. «Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods.» SPERE 6 (1): 6–16 2003.
11. De Vicente, Juan; Lanchares, Juan; Hermida, Román. «Placement by thermodynamic simulated annealing». Physics Letters A. 317 (5–6): 415–423. (2003)



Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» и Центральная Комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию 1–2 сентября 2022 г. проводит в Казани научно-практическую конференцию имени Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее».

Приглашаем представителей вашей организации принять участие в работе конференции.

На конференции планируется обсудить научные и практические аспекты проектирования и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Особое внимание будет уделено вопросам организации полигонов и участков ОПР для отработки технологий разработки ТрИЗ, полноте нормативно-правового и методического обеспечения, экономическим аспектам государственной поддержки разработки ТрИЗ.

Конференция будет проведена в гибридном формате.

Место проведения: г. Казань, ул. Баумана, 20 (Академия наук Республики Татарстан).

ПРИЕМ ЗАЯВОК НА УЧАСТИЕ:

Александра Хопта

тел.: +7 926 121 34 62

email: khopta@gkz-rf.ru



М.Ю. Данько
ООО «Тюменский институт нефти и газа»¹
заместитель генерального директора по
науке
danko@togi.ru



А.Н. Шандрыгин
д-р техн. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»²
главный научный сотрудник
Shan.alex2010@yandex.ru



А.О. Дроздов
ПАО «Газпром нефть»³
начальник Департамента
лицензирования
и недропользования Дирекции по
ГРР и РРБ Блока разведки и добычи



М.Р. Салихов
ООО «Газпромнефть НТЦ»⁴
руководитель направления по разработке
продуктов проектно-технической
документации
Salikhov.MR@gazpromneft-ntc.ru



Т.А. Занкина
ООО «Газпромнефть НТЦ»⁴
руководитель направления по
гидродинамическому
моделированию
Zankina.TA@gazpromneft-ntc.ru



М.В. Евстафьевая
ООО «Газпромнефть НТЦ»⁴
главный специалист по
гидродинамическому
моделированию
Evstafyeva.MV@gazpromneft-ntc.ru



Д.Г. Наймушин
канд. геол.-мин. наук
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.⁵
руководитель управления технологий
добычи - главный геолог
Dmitry.Naimushin@SPD.ru



И.П. Мокропуло
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.⁵
старший советник по геологии
Ivan.I.Mokropulo@SPD.ru



Н.В. Сивак
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.⁵
руководитель направления по
лицензированию
и недропользованию
Natalia.Sivak@SPD.ru

Методика раздельного учета добычи нефти для совместно разрабатываемых пластов с использованием данных промышленной геофизики и гидродинамического моделирования

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити–Центр», этажи 10–11.

²Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, пр-д Проектируемый № 5537, здание 15, строение 1.

³Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, 3–5, лит. А, пом. 1Н, каб. 2401.

⁴Россия, 190000, Санкт-Петербург, набережная Реки Мойки, 75–79, лит. Д

⁵Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31 торгово-деловой центр «Новинский», 6-й этаж

В соответствии с требованиями «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» [1] недропользователем должен осуществляться раздельный учет добываемой нефти и закачки рабочего агента по залежкам. Данное требование является одним из необходимых условий рационального использования недр, при этом проблема раздельного учета добычи нефти по совместно разрабатываемым пластам существует независимо от того, применяются ли системы одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) или добычи (ОРД). В случае невозможности применения оборудования ОРД и ОРЭ распределение притоков флюида по стволу скважины можно осуществлять в ходе проведения промыслового-геофизических исследований (ПГИ), но основной проблемой разделения добычи по результатам ПГИ является их существенная дискретность по времени. Замеры производятся всего несколько раз в год, при этом фильтрационная картина в течение этого времени может меняться существенно. Разделение добычи по пластам с использованием гидродинамической модели (ГДМ), настроенной на результаты ПГИ, является более точным инструментом, чем разделение добычи по результатам ранее выполненных геофизических исследований скважин (ГИС) и отдельных ПГИ. Статья посвящена разработке и апробированию такой методики на примере Верхнесалымского месторождения, разрабатываемого компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; математические методы в нефтяной промышленности; Верхнесалымское месторождение; гидродинамическое моделирование; разделение добычи

В настоящее время в отечественной и зарубежной практике нефтедобычи используются различные подходы к распределению добычи нефти из пластов одного эксплуатационного объекта (ЭО) и нескольких ЭО при эксплуатации их совместными скважинами. В целом эти подходы можно разделить на три группы:

- с применением оборудования, позволяющего непосредственно производить замер количества добываемой нефти из каждого пласта или ЭО;
- с использованием технических средств для замера некоторых характерных для нефти параметров, на основе которых производится разделение между совместно разрабатываемыми пластами или ЭО общего количества, добываемой из них нефти;
- распределение между совместно разрабатываемыми пластами или ЭО общего количества добываемой из них нефти с использованием различных расчетных методов.

Из расчетных методов распределения добываемой нефти между совместно разрабатываемыми пластами наиболее часто предлагается подход, основанный на использовании соотношения по пластам параметра kh/μ , где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; μ – вязкость нефти. Данный подход представляется довольно простым, но есть ряд существенных ограничений, которые не позволяют использовать его для учета добычи нефти по совместно разрабатываемым пластам без комбинирования с другими методами. Прежде всего, следует указать, что даже в случае однофазной фильтрации нефти приток в скважину флюида из каждого пласта, а следовательно, и добыча нефти из не-

го, определяется не только индексом продуктивности – параметром kh/μ , но и распределением давления вокруг скважины. Решением данной проблемы является калибровка индекса продуктивности на пластовое давление, что уже требует использования гидродинамического моделирования. В случае проявления обводнения скважины возникает необходимость учитывать изменение во времени фазовой проницаемости по нефти и воде. Также дополнительным фактором, требующим учета, является скин-фактор в интервале пласта, который вызван как повреждением пласта в призабойной зоне скважины (ПЗС), так и проведением геолого-технологический мероприятий (ГТМ), которые улучшают проницаемость пласта в ПЗС. Таким образом, без использования гидродинамического моделирования (ГДМ) решение проблемы учета добычи по совместно разрабатываемым пластам и ЭО не представляется возможным.

Гидродинамическое моделирование является единственным эффективным инструментом для расчета показателей разработки месторождения с воспроизведением фильтрационных процессов, протекающих в пластах. Однако следует указать, что и в случае применения ГДМ для корректного распределения добычи между пластами и ЭО требуется выполнение ряда необходимых условий, которые описаны ниже.

Существует метод разделения добычи и зачеки по пластам, основанный на обобщении, для случая многопластовой залежи аналитической модели *Capacitance-Resistive Models (CRM)*. Такая обобщенная модель для многопластовых залежей – *CRMML (CRM for Multiplicity Layers)* была разработана и апробирована в работе [2].

Таблица 1.

Сравнение функциональности математических методов разделения продукции между пластами

	k/h	Kh (m)	CRM	INSIM-FT3D
Воспроизведение доли нефти	нет	да	нет	да
Требуются ОФП	нет	нет	нет	да
Выполнение закона Дарси	да	да	да	нет
Постоянство продуктивности	да	да	да	нет
Проектные скважины	нет	нет	нет	да
Работа с ГТМ и остановками	нет	нет	нет	да
Расчеты с Авто-ГРП	нет	нет	нет	да
Карты давлений	нет	нет	нет	да
Карты насыщенности	нет	нет	нет	да
Воспроизведение обводненности	нет	нет	нет	да
Возможность расчетов с проектными скважинами/ дополнительные пути потока	нет	нет	нет	да

В процессе проработки метода оказалось, что при выборе коэффициентов деления, как не зависящих от коэффициентов продуктивности по пластам, решение имеет нестабильный характер, т.е. близкие расчетные динамики добычи жидкости получаются при различных наборах коэффициентов продуктивности пластов. Нивелирование такого характера в целевой функции возможно за счет применения регуляризующего множителя-стабилизатора решения. Значение стабилизатора вычисляется исходя из степени близости определяемого по ходу решения оптимизационной задачи управляющего параметра к его значению-ориентиру, определенному, например, по промысловой геофизике (ПГИ). Для этого удобно воспользоваться теорией нечетких множеств, а сам стабилизатор рассматривать как функцию, значение которой увеличивается при увеличении отклонения управляющего параметра от своего значения-ориентира.

Метод разделения продукции на основе полупараметрической модели CRMML является достаточно действенным, особенно при калибровке на данные ПГИ, однако имеет ряд серьезных допущений:

- не учитывает запуски и остановки добывающих скважин;
- не работает с обводненностью, т.е. не позволяет делить дебит нефти по пластам;
- предполагает, что коэффициент продуктивности является константой, что делает невозможным его применение в случае проведения ГТМ, изменяющих продуктивность, например: дострелы, реперфорации и ГРП.

Наиболее совершенным классом физически содержательных прокси-моделей, которые решают проблему воспроизведения обводненности, является **модель межскважинного численного моделирования – Interwell Numerical Simulation (INSIM)** [3] и её развитие – **модель межскважинного численного моделирования с отслеживанием фронта Interwell Numerical Simulation Front Tracking models (INSIM-FT)**, детально проработанная в 2018 г. профессором университета Tulsa Альбертом Рейнольдсом [4]. INSIM-FT представляет собой двумерную модель межскважинного численного моделирования для двухфазной системы «вода – нефть», которая характеризует пласт как набор одномерных соединений.

Метод близок к расчетам с использованием двумерного гидродинамического симулятора, который, однако, предназначен для решения обратной, а не прямой задачи гидродинамики. Для описания такой системы применяем закон Дарси и закон сохранения массы. Уравнение,

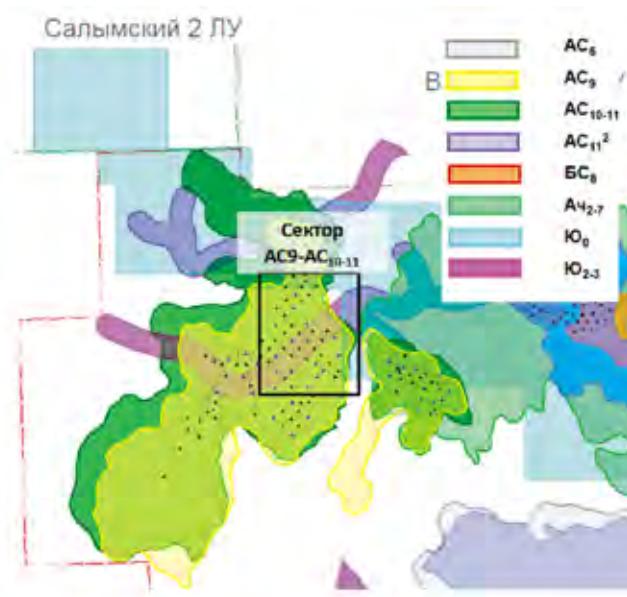


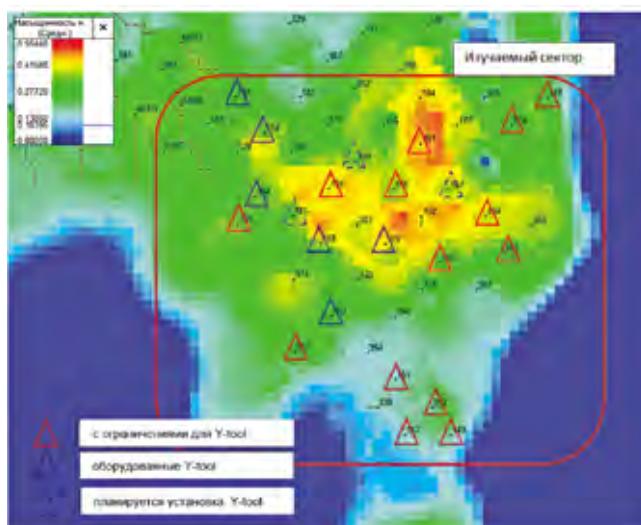
Рис. 1.
Выбор сектора моделирования на карте совмещенных контуров

решаемое для давления в INSIM, эквивалентно решению известного уравнения давление IMPES при дополнительных допущениях: вязкости постоянны, гравитационными и капиллярными эффектами пренебрегаем. В целях оценки распределения насыщенности посредством отслеживания фронта мы дополнительно предполагаем, что сжимаемость породы и флюида незначительна, так что применима теория Бакли-Леверетта.

Сравнение функциональности методов CRM и INSIM, INSIM-FT приведено в **табл. 1**. Ос-

Рис. 2.

Изучаемый сектор моделирования (AC₉ средняя нефтенасыщенность)



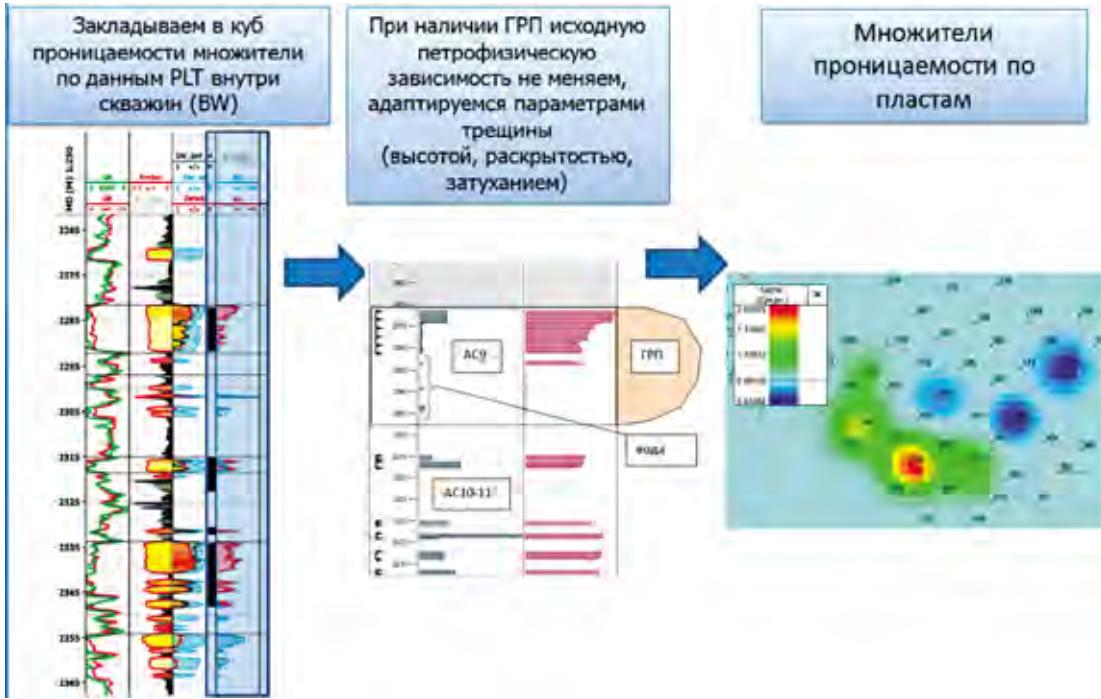
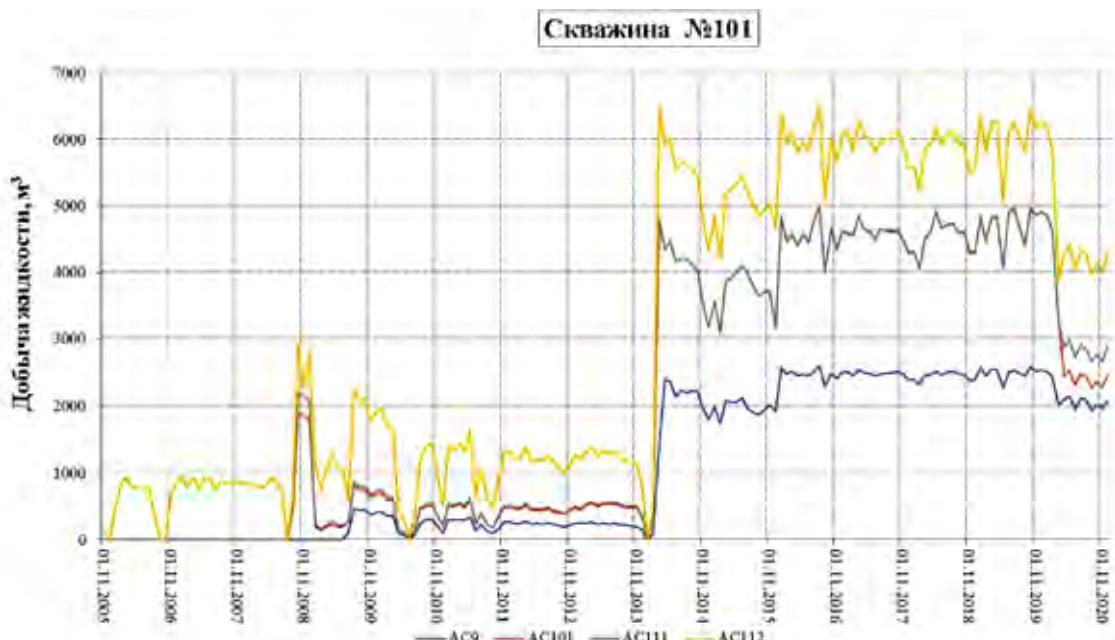


Рис. 3.
Иллюстрация этапности адаптации ГДМ на данные ПГИ при наличии ГРП

новными плюсами метода *INSIM-FT* является возможность воспроизведения дебитов нефти и жидкости по проектным скважинам, работа с остановками и ГТМ, что не доступно методам на основе *CRM*.

Стоит подчеркнуть, что метод *INSIM-FT3D* по своей сложности приближен к ГДМ и является ее полным эквивалентом. Также, в отличие от *CRM-ML*, алгоритм настройки на данные ПГИ при помощи нормализационных коэффициентов еще

Рис. 4.
Разделение добычи жидкости по пластам в скважине 101c



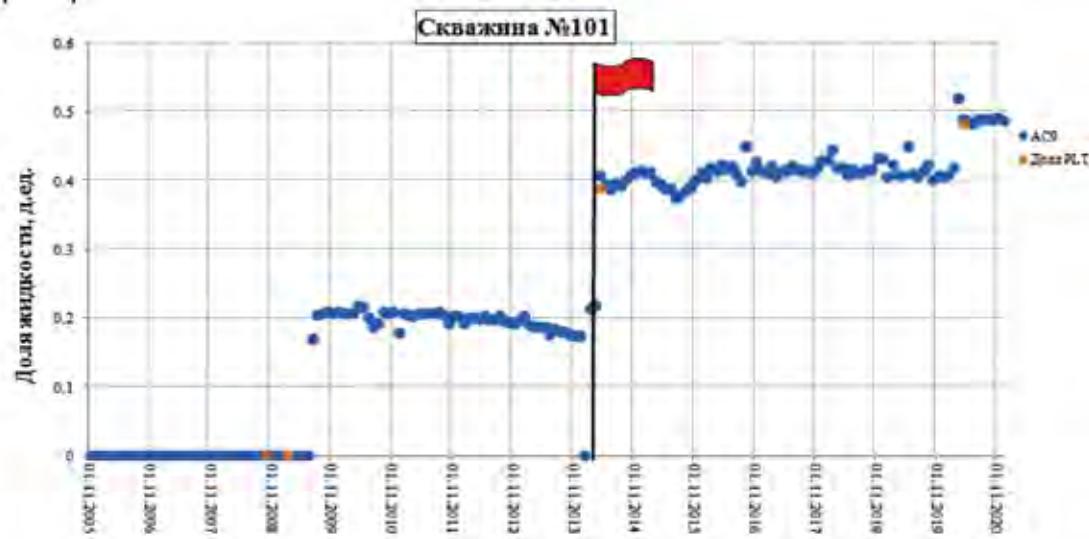


Рис. 5.
Процент разделения добычи жидкости из объекта AC9

не разработан, что является отдельной задачей будущих исследований.

Учитывая приведенный выше анализ возможных подходов к учету добычи нефти из совместно разрабатываемых пластов и эксплуатационных объектов (ЭО), следует указать, что кроме прямых замеров в случае применения систем ОРЭ, единственным возможным направлением для разделения продукции по совместно разрабатываемым пластам и ЭО представляется использование ГДМ.

Апробация методики разделения добычи по пластам Верхнесалымского месторождения с использованием ГДМ откалиброванной на результаты ПГИ

Для практической апробации методики выбрана секторная модель объектов АС9 и АС10-11 Верхнесалымского месторождения, представлена-

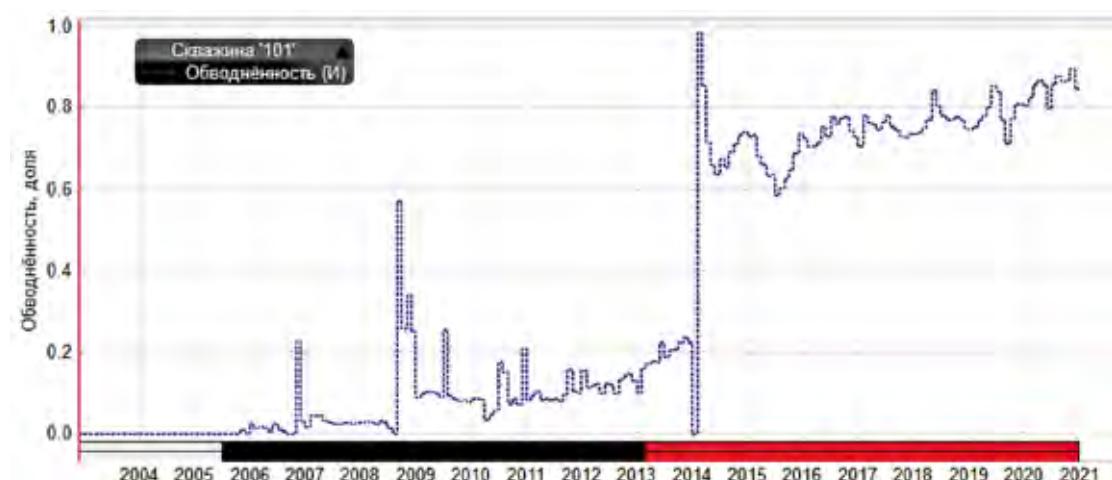
ная на **рис. 1-2**. В единый объект разработки объединены пласти АС9, АС10, АС11. Плюсом сектора является наличие контура питания, т.е. граничные скважины на скважины внутри сектора влиять не будут.

Адаптация ГДМ для целей корректного разделения добычи флюидов по пластам несколько отличается от классических приемов, в связи с чем опишем процедуру детально.

Этап 1. Восстанавливаем поле проницаемости внутри пластов по петрофизическим зависимостям, полученным по результатам исследования керна.

Этап 2. Закладываем в ячейках, через которые проходит траектория скважины, множитель проницаемости, полученный по данным ПГИ.

Рис. 6.
Процент разделения добычи жидкости из объекта АС9



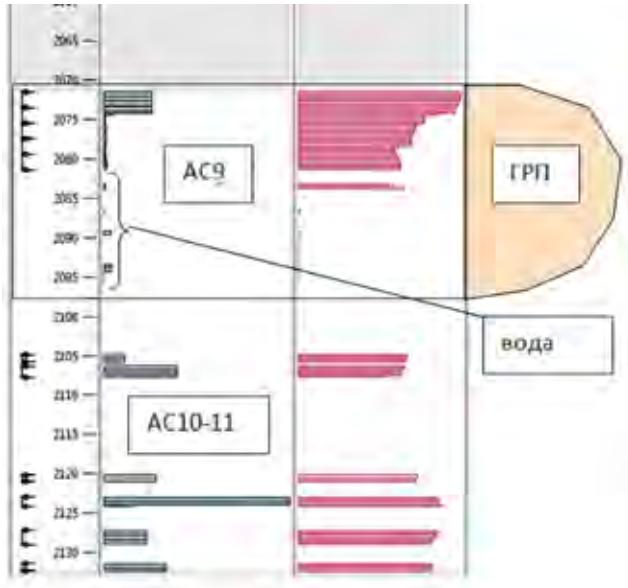


Рис. 7.

Разрез проницаемости и нефтенасыщенности по скважине 101 и подключение трещины ГРП

При этом возможны два варианта: подбирается множитель для исходной проницаемости пласта по керну таким образом, чтобы выйти на значение фазовой проницаемости, полученной по

ПГИ, либо закладывается распределение проницаемости непосредственно с кривой ПГИ. Выбор метода может зависеть от качества адаптации скважин.

Этап 3. Для скважин, в которых проводился ГРП, а ПГИ проведено уже после разрыва, в интервале трещины задается зависимость проницаемости от пористости по исходной петрофизической зависимости, и в процессе настройки на дебит жидкости не меняется.

Этап 4. Множители проницаемости интерполируются для каждого пласта. Проводится настройка на дебиты жидкости.

Этап 5. Настраиваются дебиты нефти по пластам при помощи модификаций вида функций ОФП.

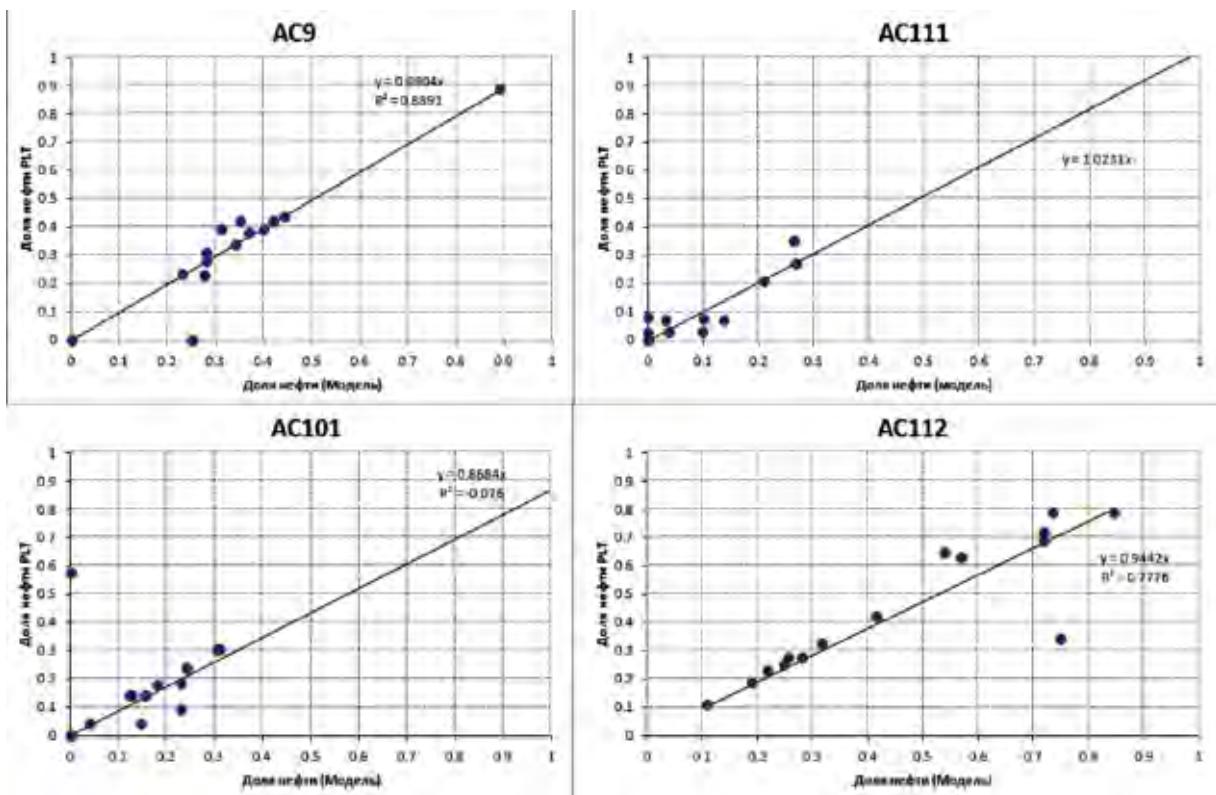
Общая схема этапов адаптации приведена на рис. 3. Стоит отметить, что применение представленного метода существенно улучшает качество и время адаптации, и при наличии ПГИ может быть рекомендовано и для «обычных» ГДМ.

Для разделения добычи по пластам в модель была введена опция «трассирования»: нефть и жидкость каждого пласта были помечены собственным трассером для воды и для нефти.

Рассмотрим применение методики на примере скв. № 101, которая работает одновремен-

Рис. 8.

Результаты настройки доли нефти в модели на данные ПГИ по пластам



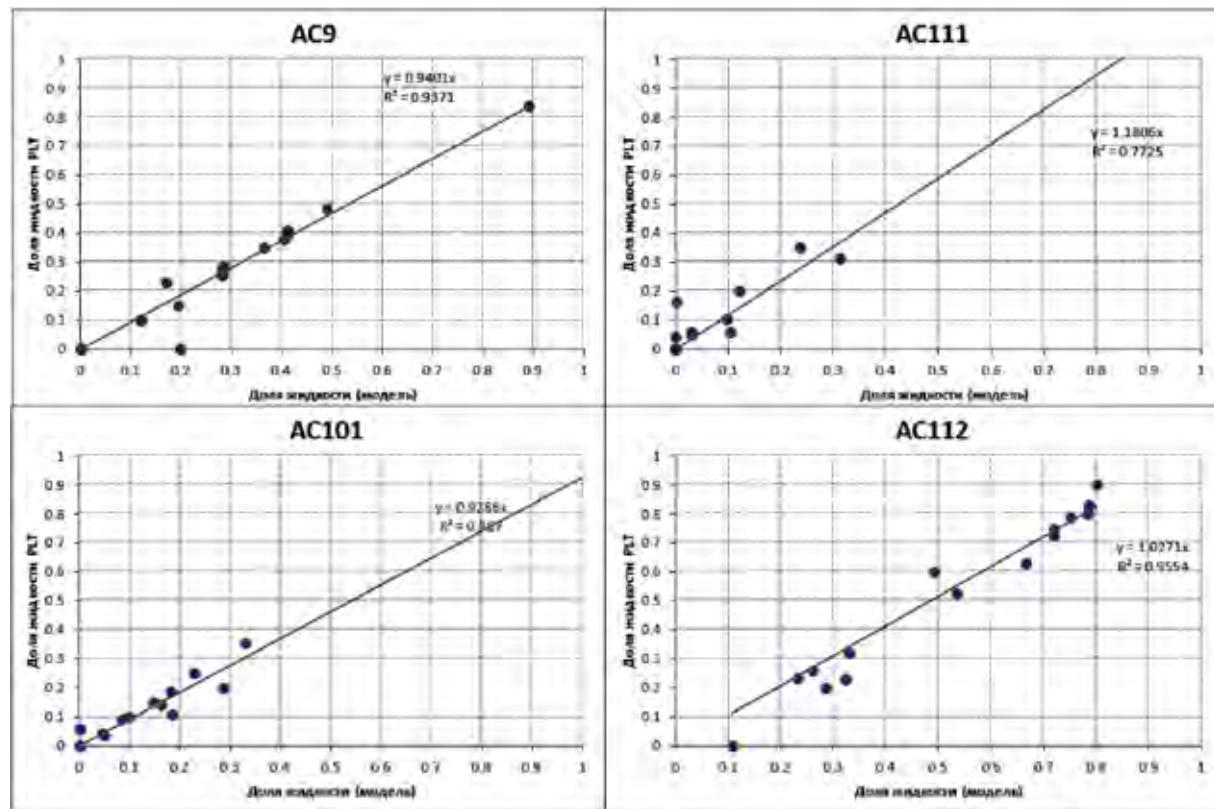


Рис. 9.

Результаты настройки доли жидкости в модели на данные ПГИ по пластам

но на два объекта АС9 и АС10-11. Добыча жидкости по модели приведена на *рис. 4*, а доля добычи жидкости, приходящийся на объект АС9 по месячным эксплуатационным рапортам (МЭР) и результатам ПГИ, приведена на *рис. 5*.

После проведения ГРП в феврале 2014 г. доля пласта АС9 увеличилась до 0,4 д.ед., резко выросла и историческая обводненность (*рис. 6*).

Это связано с тем, что трещина ГРП подключила неперфорированные водонасыщенные

Таблица 2.

Сравнение доли жидкости по модели и ПГИ

№ скв.	Дата	Доля жидкости (Модель)				Доля жидкости (ПГИ)			
		AC9	AC101	AC111	AC112	AC9	AC101	AC111	AC112
101	01.10.2008	0,00	0,15	0,10	0,75	0,00	0,15	0,06	0,79
101	01.02.2009	0,00	0,18	0,03	0,79	0,00	0,11	0,06	0,83
101	01.06.2014	0,41	0,33	0,00	0,26	0,49	0,15	0,00	0,36
101	01.04.2020	0,49	0,08	0,10	0,33	0,48	0,09	0,11	0,32
158	01.03.2020	0,17	0,16	0,00	0,67	0,23	0,14	0,00	0,63
159	01.02.2013	0,12	0,10	0,00	0,78	0,10	0,10	0,00	0,80
159	01.06.2019	0,40	0,05	0,24	0,32	0,38	0,04	0,35	0,23
159	01.09.2019	0,41	0,04	0,31	0,23	0,41	0,04	0,31	0,23
164	01.02.2013	0,49	0,09	0,03	0,49	0,45	0,05	0,05	0,40
164	01.03.2014	0,36	0,03	0,12	0,59	0,35	0,05	0,02	0,65
164	01.02.2020	0,28	0,18	0,00	0,53	0,29	0,19	0,00	0,52
165	01.03.2013	0,20	0,00	0,00	0,80	0,00	0,06	0,04	0,90
166	01.09.2019	0,89	0,00	0,00	0,11	0,84	0,00	0,16	0,00
174	01.10.2019	0,28	0,00	0,00	0,72	0,28	0,00	0,00	0,73
174	01.03.2020	0,28	0,00	0,00	0,72	0,25	0,00	0,00	0,75

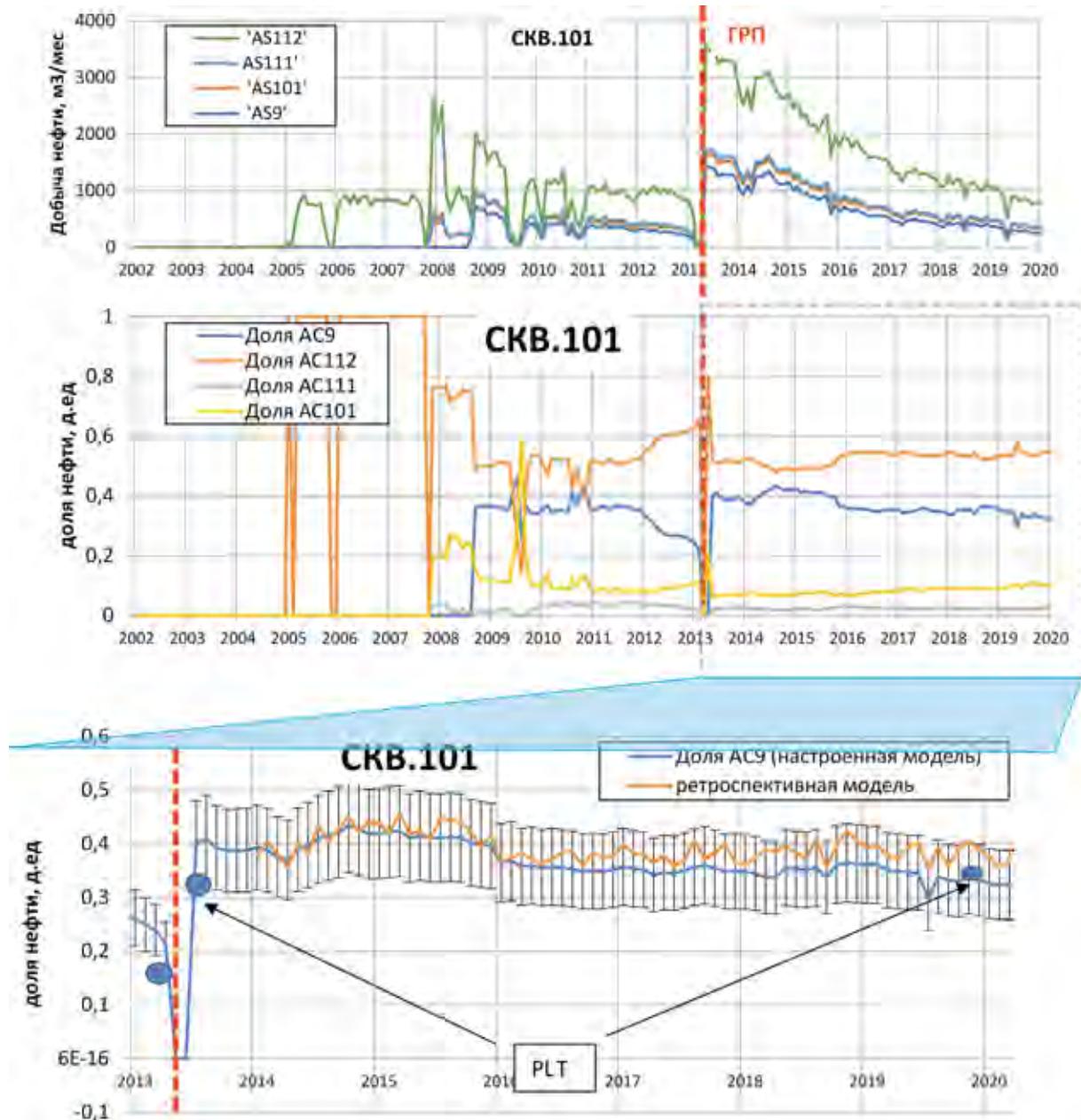


Рис. 10.

Анализ предсказательной способности модели для разделения (скважина 101)

интервалы в нижней части пласта АС9 (рис. 7). Отсюда следует важный вывод: в методике разделения нужно учитывать наличие ГРП или реперфораций. В случае, когда ПГИ проводились до ГТМ, коэффициент разделения добычи по пластам нельзя получить просто пролонгацией значения или умножением на нормировочный коэффициент, – картина потоков может меняться кардинально.

Для адаптации скв. № 101 на данные ПГИ исходный куб проницаемости пласта АС9, полученный по петрофизической зависимости, был

скорректирован: проницаемость была уменьшена на 20% умножением на поправочный коэффициент. Для сохранения общей продуктивности и адаптации забойных давлений на 10% была увеличена проницаемость пластов объекта АС10-11.

После проведения ГРП адаптация продуктивности на данные ПГИ проводилась настройкой параметров трещины разрыва.

На рис. 8–9 приведены результаты настройки модели на ПГИ в виде кросс-плота разделения добычи между пластами. Средняя точность

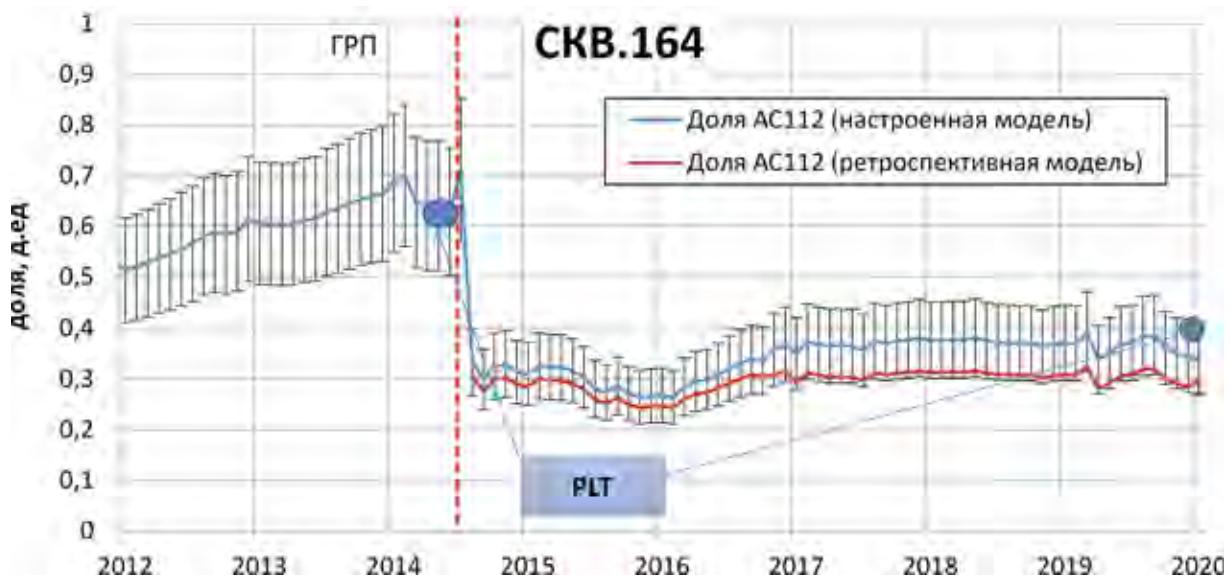


Рис. 11.

Анализ предсказательной способности модели для разделения (скважина №101)

определения доли жидкости $\pm 10\%$. Средняя точность определения доли нефти $\pm 20\%$.

расхождение ретроспективной модели и ПГИ в 2020 г. составляет 20%.

Таким образом, прогнозирующая способность модели определяется использованием поскважинных и глобальных модификаторов. Если в модели используются только глобальные модификаторы, то расхождение доли разделения может прогнозироваться с высокой степенью точности на горизонте нескольких лет, что позволяет разделять добычу по пластам на прогноз.

Выводы

Рассмотрены основные методы решения проблемы корректного разделения добычи нефти по пластам Верхнесалымского нефтяного месторождения, включая методы, предполагающие использование различных физически содержательных прокси-моделей, таких как CRM-ML и INSIM-FT3D. Продемонстрировано, что все эти методы имеют ряд серьезных ограничений, в том числе, не учитывают режимы работы расположенных рядом скважин, а также изменение фазовой проницаемости пласта при обводнении скважины. В качестве единственного инструмента для разработки методики учета добываемой продукции было выбрано геолого-гидродинамическое моделирование месторождений.

В результате проведенных исследований была разработана методика разделения добычи нефти по скважинам, не оборудованным устройствами для замера добываемой продукции каждого из совместно разрабатываемых пластов и байпасными устройствами для проведения ПГИ, с целью определения профиля притока по стволам скважин. Суть методики заключается в калибровке данных проницаемости, заложен-

Ретроспективный анализ качества модели
Чтобы понять, насколько изменчивы доли нефти и жидкости по пластам, и можно ли их использовать для прогноза, был проведен ретроспективный анализ по скважинам с повторным ПГИ (№ 101 и № 164). По скв. № 101 была запущена ретроспективная модель после проведения ГРП в 2014 г. Результаты расчетов приведены на *рис. 10*.

Поскольку для адаптации модели использовались только «глобальные множители», а не локальные модификации по скважинам, модель имеет хорошую предсказательную способность. Ретроспективная модель приблизилась к точке ПГИ 2020 года даже лучше, чем настроенная: 18% – настроенная, 8% – ретроспективная (однако вероятнее всего, это случайность). Таким образом, адаптируя модель к данным ПГИ до и после ГРП на протяжении 6 лет, можно было использовать полученные коэффициенты разделения для прогнозирования добычи нефти.

На *рис. 11* приведен анализ предсказательной способности модели для разделения по скв. № 164 с повторным ПГИ.

Отличительной особенностью этого анализа по сравнению со скв. № 101 является то, что ПГИ проведен до ГРП, поэтому в ретроспективном анализе параметры трещины задавались не в процессе адаптации, а как средние по соседним скважинам (полудлина трещины – 110 м, раскрытие – 5 мм, затухания трещины по длине – нет). Как видно на *рис. 11*, погрешность с течением времени увеличивается с 5 до 10%,

ных в гидродинамической модели, на результаты ПГИ скважин, оборудованных байпасными устройствами.

В работе представлены основные положения методики и результаты ее апробирования на реальном месторождении. 

Литература

- Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.10.2019 № 639. Доступно на: <https://base.garant.ru/72804616/#friends> (обращение 14.06.2022).
- Степанов С.В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Диссертация доктора технических наук. ТГУ, 2016 г. Доступно на: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30439040> (обращение 14.06.2022).
- Zhao, Hui & Kang, Zhijiang & Zhang, Xiansong & Sun, Haitao & Cao, Lin & Reynolds «INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application.» Society of Petroleum Engineers 2015.
- Zhenyu Guo, Albert C. Reynolds «INSIM-FT-3D: A Three-Dimensional Data-Driven Model for History Matching and Waterflooding Optimization» SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas, USA, April 2019. SPE-193841-MS.

UDC 622.276

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science, LLC "Tyumen Institute of Oil and Gas"¹, danko@togi.ru

A.N. Shandrygin, D. Sc. (Engineering), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ², Shan.alex2010@yandex.ru

A.N. Drozgov, Head of the Department for Licensing and Subsoil Use of the Directorate for Exploration and Exploration of the Exploration and Production Block of Gazprom Neft PJSC³

M.R. Salikhov, Head of Product Development of Design and Technical Documentation, OOO Gazpromneft NTC4, Salikhov.MR@gazpromneft-ntc.ru

T.A. Zankina, Head of Hydrodynamic Modeling, OOO Gazpromneft NTC4, Zankina.TA@gazpromneft-ntc.ru

M.V. Evstafieva, Chief Specialist for Hydrodynamic Modeling, OOO Gazpromneft NTC4, Evstafieva.MV@gazpromneft-ntc.ru

D.G. Naimushin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Head of Production Technology Department – Chief Geologist, Salyam Petroleum Development N.V.5, Dmitry.Naimushin@SPD.ru

I.P. Mokropulo, Senior Advisor for Geology, Salyam Petroleum Development N.V.5, Ivan.I.Mokropulo@SPD.ru

N.V. Sivak, Head of Licensing and Subsoil Use Department, Salyam Petroleum Development N.V.5, Natalia.Sivak@SPD.ru

¹64 Herzen str., City Center, floors 10–11, Tyumen, 625000, Russia.

²15, bldg.1, Proektiruemiy proezd no. 5537, Leninsky city district, Moscow region, 142717, Russia.

³3–5 Pochtamtkskaya str., letter A, room 1H, office 2401, St. Petersburg, 190000, Russia

⁴75–79 Naberezhnaya Moika River str., letter D, St. Petersburg, 190000, Russia

⁵31 Novinsky Boulevard, 6th floor of the shopping and business center "Novinsky", Moscow, 123242, Russia

Methodology for Separate Accounting of Oil Production for Jointly Developed Reservoirs Using Production Geophysics and Hydrodynamic Modeling Data

Abstract. In accordance with the requirements of the "Rules for the development of hydrocarbon deposits", separate accounting of produced oil and injection of a working agent for deposits should be carried out. This requirement is one of the prerequisites for the rational use of subsurface resources, while the problem of separate accounting for oil production by jointly developed formations exists regardless of whether it is applied or not applied to the development of a field using a dual-operation system (WEM). In case of impossibility to use the equipment of the simultaneously producing oil and Injecting Water, the distribution of fluid inflows along the wellbore can be carried out during the production logging tool (PLT), but their main problem of separating production based on the PLT results is their significant discreteness in time. Measurements are made only a few times a year, while the filtration picture can vary significantly. Separation of production by formations using a hydrodynamic model (HDM) tuned to the PLT results is a more accurate tool than splitting production based on well logging results and separate PLTs. This work is devoted to the development and testing of such a technique in a real field.

Keywords: reservoir engineering; mathematical methods in the oil industry; Verkhne-Salyam oil-field; hydrodynamic modeling; production sharing.

References

1. Pravila podgotovki tekhnicheskikh proektor razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya. Utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii RF ot 20.10.2019 № 639 [Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. Approved by Order No. 639 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated October 20, 2019]. Avialable at: <https://base.garant.ru/72804616/#friends> (accessed 14 June 2022).
2. Stepanov S.V. Kompleks vychislitel'nykh tekhnologii dlja povysheniia kachestva modelirovaniia razrabotki neftianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii [A set of computing technologies to improve the quality of modeling the development of oil and gas-oil fields]. Thesis of the doctor of technical sciences. TGU, 2016 g. Avialable at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30439040> (accessed 14 June 2022).
3. Zhao, Hui & Kang, Zhijiang & Zhang, Xiansong & Sun, Haitao & Cao, Lin & Reynolds «INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application.» Society of Petroleum Engineers 2015.
4. Zhenyu Guo, Albert C. Reynolds «INSIM-FT-3D: A Three-Dimensional Data-Driven Model for History Matching and Waterflooding Optimization» SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas, USA, April 2019. SPE-193841-MS.



Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
академик РАЕН,
член ЦКР-УВС Роснедра
ООО «Тюменский институт нефти и газа»²
генеральный директор
Ting@togi.ru



Ю.А. Нишкевич
ООО «КанБайкал»
генеральный директор
Arkhivarivus@canbaikal.ru



Д.А. Рябец
ООО «КанБайкал»
заместитель генерального
директора – главный геолог
Arkhivarivus@canbaikal.ru



А.С. Завьялов
ООО «Тюменский институт нефти
и газа»²
исполнительный директор
ZavjalovAS@togi.ru



Е.А. Симаков
ООО «Тюменский институт нефти
и газа»²
заведующий лабораторией
Simakov@togi.ru

Опыт организации роботизированных систем управления заводнением в алгоритмах искусственного интеллекта при оптимизации разработки высокобводненных залежей

¹Россия, 628301, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганск, ул. Киевская, 2.

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити-Центр», этажи 10–11.

Современные тенденции развития мировой нефтяной отрасли в общем, и российской в частности, все больше тяготеют к процессам управления добычей посредством регулирования режимов эксплуатации нагнетательных скважин. При этом основной задачей промысла становится обеспечение оптимальных режимов работы нагнетательных скважин и своевременное реагирование на нештатные ситуации, непосредственно влияющие на показатели эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин. Необходимость выполнения промысловых задач формирует наиболее перспективные векторы развития – автоматизацию и роботизацию производственных процессов, обеспечивающих достижение оптимальных режимов эксплуатации нагнетательных скважин

Ключевые слова: автоматизация; цифровое месторождение; нейронные сети; нагнетательная скважина; добыча нефти и газа; Западно-Малобалыкское месторождение

За последние пять лет наблюдается значительное ухудшение структуры добычи нефти, все больший вклад в добычу Российской Федерации вносят месторождения нефти с высокой выработкой запасов, в 2020 г. доля добычи таких месторождений достигла 30% или 159 млн т [1]. Работа с такими месторождениями, ввиду неуклонного снижения рентабельности производства вследствие роста объемов попутнодобываемой воды и объемов закачки, требует особого внимания к определению оптимальных (наиболее рентабельных) режимов эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин. На передний план выходят задачи, связанные с необходимостью снижения себестоимости добычи нефти. Традиционно для решения таких задач прибегают к остановке наиболее обводненного и при этом наименее рентабельного фонда скважин, а также к пропорциональному сокращению объемов закачиваемой воды, что впоследствии приводит к неизменной трансформации объекта разработки в отдельно стоящие и изолированные друг от друга участки. Фрагментированность системы разработки все больше и больше оказывает давление на инфраструктуру поверхностного обустройства, в меньшей степени соответствуя рациональным условиям извлечения нефти из недр.

Обозначенные задачи повышения рентабельности разработки, связанные с эффективной разработкой «зрелых» месторождений, ассоциируются, в первую очередь, с необходимостью решения оптимизационной задачи по распределению наилучшим образом (с экономической точки зрения) доступных ресурсов промысла – отборов жидкости и объемов закачиваемой воды. Управление разработкой такого рода ставит перед собой цель поддержание уровней добычи нефти за счет снижения обводненности продукции скважин и сокращения объемов непроизводительной закачки воды, избегая при этом массовой остановки фонда скважин. Это в полной мере соотносится с общими закономерностями развития, в котором интеллектуальные решения в парадигме «цифрового месторождения» становятся центрами новых компетенций на производстве.

Сложная экосистема нефтяного промысла и устаревшие ключевые активы замедляют процесс цифровой эволюции сегментов управления разработкой месторождений и добычи нефти. За последние десятилетия нефтяные компании аккумулировали значительные объемы различной информации промыслового характера, в том числе и эксплуатационные характеристики фонда скважин, что является базисом разви-

тия современных технологий, связанных с обработкой и анализом больших массивов данных с применением технологий искусственных нейронных сетей.

Несмотря на наличие всеобъемлющих цифровых данных, неавтоматизированными остаются нетривиальные задачи, которые сложно четко сформулировать и формализовать. К таким, например, относится логика формирования технологических режимов закачки воды и добычи жидкости из скважин. На практике можно столкнуться с обтекаемыми формулировками, которые очень уклончивы в определении цели, инструментов и ожидаемых результатов. При этом следует отметить, что технологический режим является краеугольным камнем разработки «зрелых» месторождений и, по сути, формирует краткосрочный план излечения остаточных запасов нефти.

Соответственно представлению авторов, процесс формирования технологических режимов нагнетательных скважин не может носить спорадический, стихийный характер, а должен быть основан на понимании процессов взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Технологический режим должен формироваться исходя из цели обеспечения наиболее оптимальных (с точки зрения экономики) показателей производства, это касается не только суммарного объема закачиваемой воды в пласт и его распределения по нагнетательным скважинам, но и показателей отбора жидкости [2]. В основе процесса формирования технологического режима должна находиться система, способная анализировать большие массивы накопленной промысловой информации, а также способная генерировать на её основе оптимальные режимы эксплуатации скважин, обеспечивающие максимизацию целевого показателя, в частности рентабельности производства. Анализ исходной информации и как следствие – расчет оптимальных режимов эксплуатации нагнетательных скважин – должен основываться на идентификации «отраженных событий» взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин с последующей целью тиражирования «благоприятных» событий связанным со снижением обводненности и «купированию» негативного влияния, следствием которого является увеличение содержания воды в продукции скважин.

Вариацией такой системы, основной целью которой является оперативное планирование режимов эксплуатации скважин, отвечающих целям и задачам производства, может являться прокси-модель, основанная на алгоритмах искусственных нейронных сетей и заточенная на поиск «благоприятных» с точки зрения сниже-

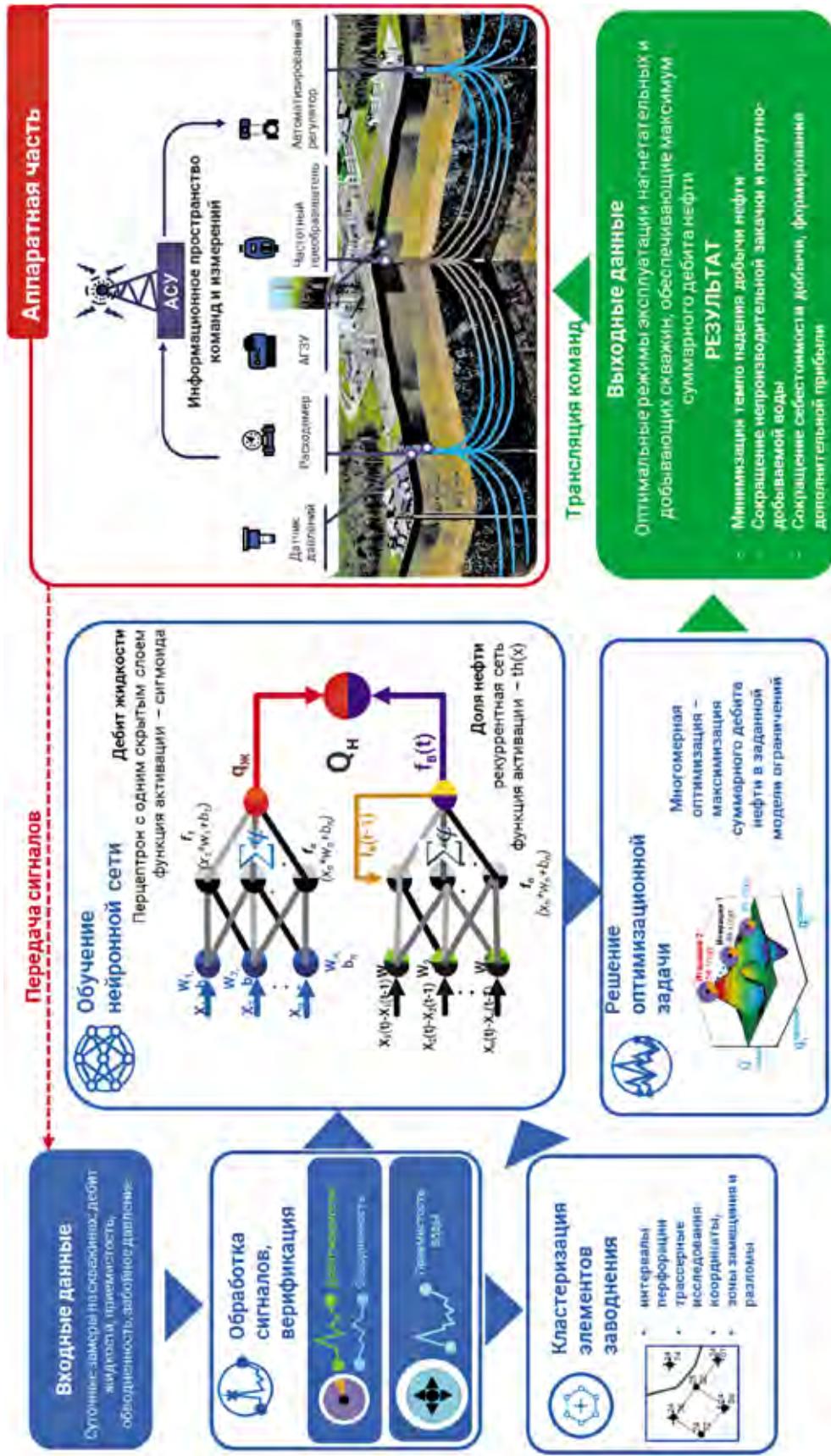


Рис. 1.
Принципиальная схема технологии управления добычей на основе искусственных нейронных сетей

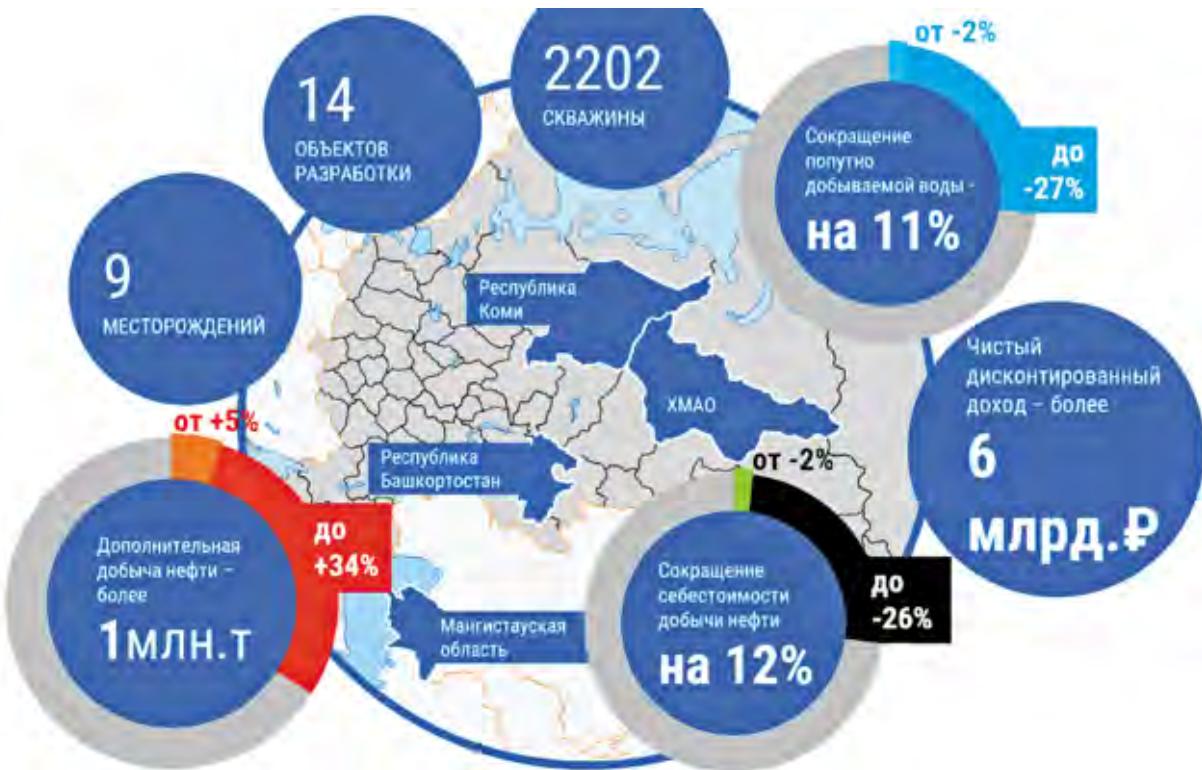


Рис. 2.

Результаты промышленного внедрения технологии управления добычей на основе искусственных нейронных сетей

ния обводненности событий, связанных с перераспределением объемов закачиваемой воды в пласт. ООО «ТИНГ», начиная с 2014 г., развивает соответствующие технологии нейросетевой оптимизации с применением искусственных нейронных сетей. На текущий момент получен положительный опыт применения технологий машинного обучения в процессах оперативного планирования режимов эксплуатации скважин на месторождениях Коми, Башкирии и Западной Сибири с общим фондом скважин, превышающим 2000 единиц [4, 5].

Промышленная апробация технологии нейросетевой оптимизации доказала возможность снижения обводненности продукции скважин и стабилизации добычи нефти. Так, показатели по сокращению попутно добываемой воды достигли 27%, по приросту добычи нефти – от 5 до 34%, по сокращению себестоимости добычи нефти: – от 2 до 26% [9]. По совокупности проектов суммарная дополнительная добыча нефти превысила один млн т (рис. 2). Общая эффективность проектов в таких случаях определяется оснащенностью промысла средствами управления и инструментарием оперативного реагирования на возмущения в системе поверхностного обустройства с целью скорейшего восстановления оптимальных норм отбора жидкости и закачки воды в скважинах.

Контур технологии и авторских решений зарегистрированы в Роспатенте – свидетельства № 2614338, 565313, 2715593 – и многократно публиковался в различных изданиях [6, 7, 8].

В качестве исходной информации, на основе которой формируется обучающая выборка для обучения нейронной сети, служат первичные инструментальные и лабораторные измерения: суточные замеры дебита жидкости и обводненности добывающих скважин и приемистости воды нагнетательных скважин. Модель ограничений в рассматриваемой концепции представляет собой совокупность интегральных показателей пластовой системы и системы поверхностного обустройства.

Несмотря на впечатляющий результат, содержащим фактором повышения эффективности технологии является недостаточная устойчивость режимов закачки воды в элементах заводнения к внешним воздействиям (остановка скважин, водоводов, насосов на КНС с целью проведения ремонтных работ, отключение электроэнергии, перераспределение давлений, интерференция в системе скважин и т.д.). На большинстве реализованных проектах, как и ранее в подобных случаях, восстановление оптимальных режимов скважин, осуществляется оператором в ручном режиме с учетом погодного фактора, наличия техники и подъездных

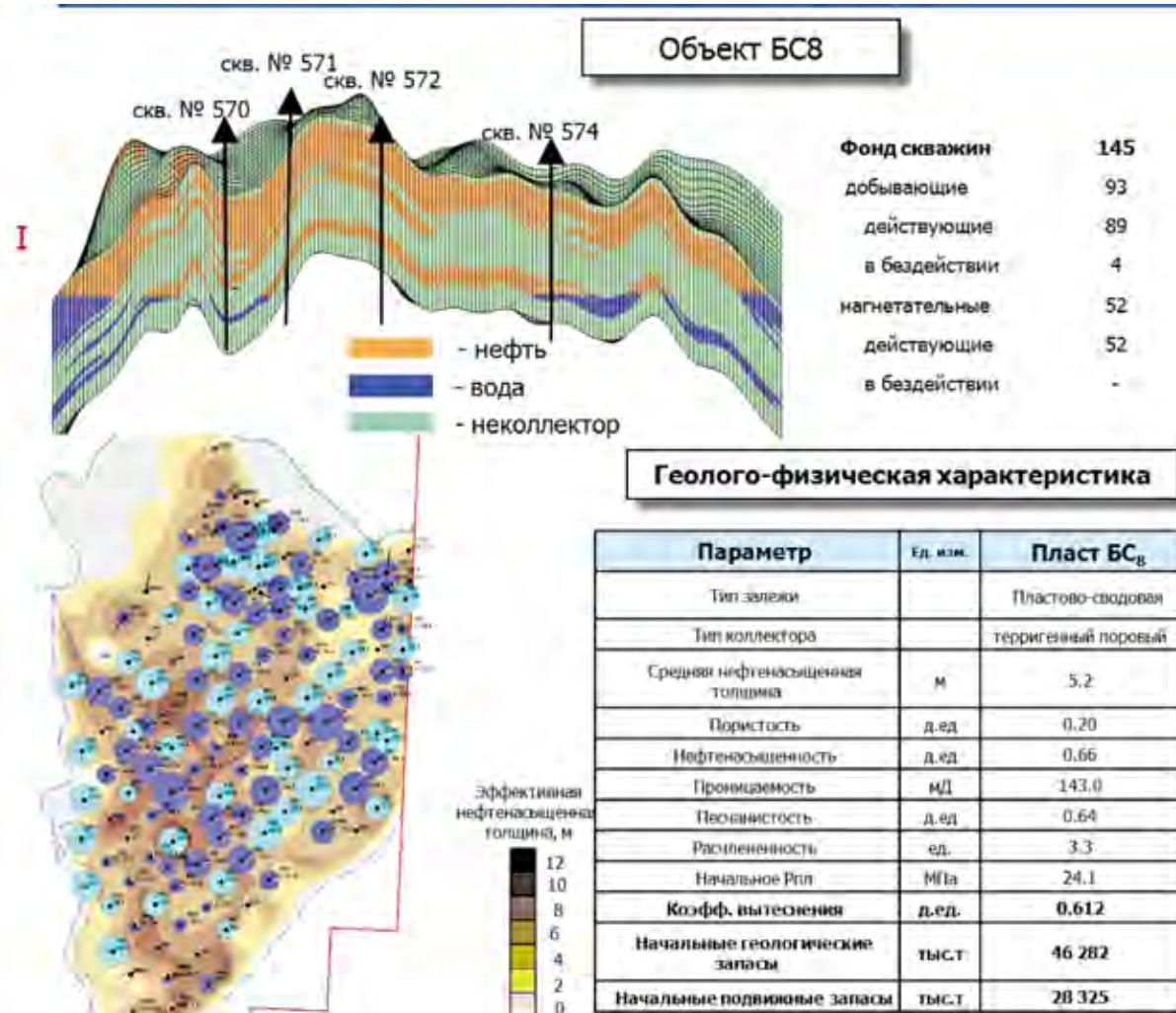


Рис. 3.
Объект BC₈. Иллюстрация характеристик пластовой системы

путей и т.п. Процесс вывода нагнетательных скважин на режим носит итерационный характер. Как правило, соответствие фактического режима оптимальному значению достигается не сразу, в общем случае выполняется несколько смен штуцера с контролем приемистости и охватывает период продолжительностью от 4 до 8 суток, что в последствии не позволяет обеспечить целевые показатели по оптимизированности системы заводнения [10].

Один из первых проектов по апробации цифровых решений в задачах оптимизации режимов эксплуатации скважин стартовал в 2017 г. на Западно-Малобалыкском месторождении, объект BC₈ (*рис. 3*). На момент старта проекта при выработке извлекаемых запасов 48% обводненность продукции скважин превысила 90%. Темп отбора от остаточных извлекаемых запасов составил 1,2%, в то время как падение нефедобычи превышало 15% в год.

Последовательная организация и выполнение работ позволили переломить существующие тренды в разработке объекта и уже на первом этапе проекта (2017 г. – начало 2018 г.) выполнить поставленную задачу: добыча нефти, по отношению к базовым показателям увеличилась на 8%, прибыль предприятия составила более 80 млн руб. менее чем за 1 год реализации проекта. Характерно, что положительный результат был получен за счет снижения обводненности продукции скважин без наращивания отборов жидкости (*рис. 4*).

Начиная с 2019 г., негативные последствия от технологических инверсий начинают превалировать и подавлять эффекты, обусловленные изменением кинематики потоков. Мероприятия по восстановлению оптимальных режимов закачки на промысле (на момент начала работ) требовали множества подходов оператора к скважине, основным инструментом по регу-

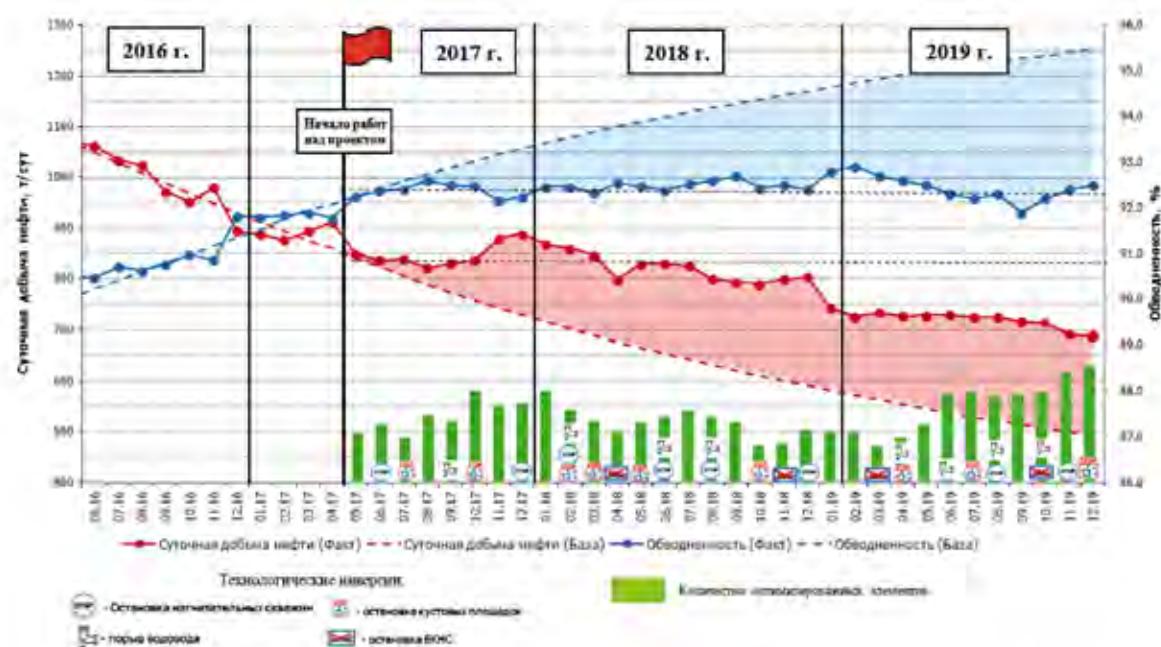


Рис. 4.

Иллюстрация динамики суточной добычи нефти и обводненности скважин по участку работ

лированию режимов закачки являлось штуцирование. На начало работ по проекту скважины были оснащены нерегулируемыми дисковыми штуцерами с креплениями между фланцами. Смена штуцера в таком типе устройств – достаточно трудоемкая и продолжительная процедура, которая требует остановки нагнетательной скважины.

Очевидно, что управление режимами закачки воды, в основе которого – метод штуцирования скважин, исчерпало потенциал роста оптимизированности, в связи с чем компания инициировала процесс поэтапной модернизация промысла, где на первом этапе производилась полная замена фланцевых штуцеров на оборудование КШД – кран шаровой со сменными дросселями.

Оснащение промысла современным оборудованием для регулирования приемистости (КШД), позволило сократить время вывода скважин на режим более чем в 2 раза, однако не решило основную проблему подбора необходимого диаметра штуцера для обеспечения оптимального значения приемистости. Количество подходов к скважине с целью смены режима эксплуатации осталось неизменным относительно ранее установленных средств управления режимами закачки, и в среднем составило 3–4 подхода. Тем не менее, показатели оптимизированности элементов заводнения достигли 50–60%, создавая таким образом условия для дальнейшего развития [10].

В связи с необходимостью дальнейшего наращивания оптимизированности в конце 2020 г. компанией ООО «КанБайкал» был инициирован второй этап модернизации средств управления режимами закачки нагнетательных скважин, согласно которому на участке ОПР, включающем в себя две кустовые площадки (КП-123, КП-124), нагнетательные скважины были оснащены устройствами дистанционного управления. Оснащение осуществлялось средствами КВДР – клапан высокого давления регулируемый (рис. 5).

Цель опытно-промышленных работ – апробация средств дистанционного управления режимами нагнетательных скважин в парадигме технологии нейросетевой оптимизации. По сути, в рамках участка ОПР сформирован полигон «цифрового» месторождения, аккумулирующего не только средства контроля параметров эксплуатации скважин, но и возможности управления скважинами в режиме «on line».

Сообразно концепции, «цифровое» месторождение должно представлять из себя симбиоз двух укрупненных элементов, между которыми налажена связь, позволяющая отслеживать текущую ситуацию и реагировать в режиме реального времени:

- технологические средства контроля эксплуатационных характеристик скважин и средства дистанционного управления режимами их эксплуатации – аппаратная часть (рис. 1). В рамках концепции «цифрового» месторож-

дения данным элементам отводится роль сбора и трансляции снимаемой с датчиков промысловой информации, а также регулирования режимов эксплуатации скважин по входящим сигналам;

– основным же элементом в концепции «цифрового» месторождения служит система оперативного планирования режимов эксплуатации скважин, в данном случае основой такой системы выступает обученная искусственная нейронная сеть, основная задача которой – анализ в режиме реального времени вновь поступающей промысловой информации и расчет на её основе оптимальных режимов эксплуатации скважин.

При этом взаимодействие между элементами «цифрового» месторождения осуществляется последовательно и замыкает полный цикл обмена информацией. Цикл состоит из нескольких этапов (*рис. 1*).

1. Верификация поступающей промысловой информацией. Информация, поступающая с технических средств контроля, очищается от «шумов» (подготавливается обучающая выборка). Верификация информации осуществляется в автоматическом режиме алгоритмами фильтрации и разметки данных.

2. Дообучение нейронной сети и актуализация модели ограничений. На подготовленной и верифицированной информации с промысла проводится дообучение нейронной сети с целью её актуализации. Данный этап важен не столько с позиции обновления искусственной нейронной сети, сколько необходимости актуализации модели ограничений, обусловленной возможностями обеспечения закачки и добычи в каждой конкретной скважине.

3. Решение оптимизационной задачи. После актуализации искусственной нейронной сети и модели ограничений проводится расчет оптимальных режимов эксплуатации скважин в данной модели ограничений.

4. Передача оптимальных режимов на управляющее устройство. Завершающим этапом цикла является передача на системы дистанционного управления режимами эксплуатации скважин сигналов по их изменению. По результатам вывода скважин на вновь рассчитанные оптимальные режимы происходит отклик, который фиксируют средства технического контроля. Таким образом, цикл замыкается в виде постоянно действующей самообучающейся системы оперативного управления режимами эксплуатации скважин.

Представленная концепция в рамках опытно-промышленных работ реализуется на отдельном полигоне Западно-Малобалыкского мес-

Оборудование управления - КВДР-Э



Технические данные:

Рабочий диапазон температур	60 +60°C
Рабочий диапазон давлений	до 250 атм
Присоединение к трубопроводу	фланцевое крепление
Условный проход DIN	50 мм
Полный ход затвора	16 мм

Рис. 5.

Характеристики средств дистанционного управления

торождения. Первые результаты эксплуатации опытного участка показали высокую оперативность вывода скважин на оптимальные режимы эксплуатации, что позволило повысить оптимизированность на участке работ до 90–100%. Практически единовременный вывод нагнетательных скважин на оптимальные режимы позволил на значительный промежуток времени стабилизировать добычу нефти и в конце 2021 г. перейти к абсолютному росту. В целом инвестиции в развертывание системы дистанционного управления на опытном участке составили чуть более 20 млн руб., в том числе 16 млн руб. на закупку 11 устройств KVDR.

Для оценки рентабельности развертывания дистанционно управляемого оборудования была оценена базовая добыча нефти по анализируемому участку работ. Оценка осуществлялась исходя из определения среднемесячных темпов падения добычи нефти в месяцы, предшествующие установке новых средств управления режимами эксплуатации нагнетательного фонда (*рис. 6*).

По состоянию на 1 января 2022 г. (за первый год эксплуатации) общая дополнительная добыча нефти оценивается в 5,4 тыс. т, прирост на 10% в добыче нефти относительного базового сценария. Технико-экономическая оценка работ, выполненная Компанией, подтверждает рентабельность проекта: срок окупаемости инвес-



Рис. 6.
Эффективность работ по опытному участку

тиций составил всего 7 месяцев, текущий NPV оценивается в 54 млн руб. (рис. 6).

В рамках опытного участка завершен этап цифровизации и полной автоматизации процессов обеспечения целевой закачки воды. Следующий шаг к полной реализации концепции «цифрового» месторождения – процесс подключения к уже апробированной системе дистанционного управления нагнетательными скважинами систем удаленного управления добывающим фондом в целях полной автоматизации всех процессов, как закачки воды, так и добывчи нефти.

Неавтоматизированными также остаются часть средств контроля за показателями разработки, в частности к таким относится контроль

обводненности продукции скважин. Концепция «цифрового» месторождения подразумевает полную автоматизацию всех процессов, что требует решения данной задачи на следующем этапе автоматизации и роботизации промысла.

В целом же реализация «цифрового» месторождения на основе алгоритмов ИНС и средств управления добывающим и нагнетательным фондом скважин, а так же средств контроля обводненности продукции скважин позволит не только обеспечить оперативное управление режимами эксплуатации скважин, но и автоматизировать значительный объем рутинных процедур, минимизировать влияние человеческого фактора при принятии оперативных решений.

Выходы

Внедрение инновационных технологий на основе искусственных нейронных сетей и сопутствующих систем автоматизации и роботизации производственных процессов в настоящее время является основным трендом развития, формируя новые практики управления и оптимизации разработки зрелых месторождений.

Первые результаты реализации систем дистанционного управления режимами эксплуатации нагнетательных скважин в парадигме нейросетевой оптимизации подтверждают экономическую целесообразность дальнейшего масштабирования проекта. Получен опыт развертывания автономных систем управления в пределах опытного участка. Апробированные

системы дистанционного управления компания ООО «КанБайкал» планирует устанавливать на оставшиеся, неоснащенные средствами дистанционного управления кустовые площадки.

В 2022 г. планируется расширение роботизированного участка ещё на две кустовые площадки с опробованием средств дистанционного управления альтернативной конструкции. Опробование средств дистанционного управления иной конструкции связано с необходимостью определения наиболее надежного и отказоустойчивого оборудования – в целях расширения, начиная уже с 2023 г., участка опытных работ на все Западно-Малобалыкское месторождение и запуска технологии дистанционного управления в промышленную эксплуатацию. **❾**

Литература

1. Vygon Consulting. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. Доступно на: https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020 (обращение 14.06.2022).
2. Бриллиант Л.С. и др. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 98–102.
3. Гарифуллин А.Р., Сливка П.И. Система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа – интеллектуальные скважины // Нефть.Газ.Новации. 2017. № 12.
4. Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») // Недропользование XXI век. 2017. № 6.
5. Рябец Д.А., Бескурский В.В., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения // Neftegaz.ru. 2019. № 9.
6. Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М. и др. Способ оперативного управления заводнением. Патент РФ № 2614338. Опубликовано 24.03.2017.
7. Бриллиант Л.С., Потрясов А.А. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 565313. Заявлено 18.06.2013, опубликовано 16.09.2015.
8. Бриллиант Л.С., Данько М.Ю. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2715593. Заявлено 28.09.2019, опубликовано 02.03.2020.
9. Зарубин А.Л., Перов Д.В., Рябец Д.А., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. Автоматизация процессов нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на месторождениях АО «НК «Нефтиса» // Нефть.Газ.Новации. 2020. № 8.
10. Бриллиант Л.С., Горбунова Д.В., Завьялов А.С., Симаков Е.А., Рябец Д.А., Бескурский В.В. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения // Neftegaz.ru. 2020. № 2.
11. Березина А.А., Череповицин А.Е. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 40. С. 14–15.

UDC 622.276.43

Yu.A. Nishkevich, General Director of KanBaikal LLC¹, Arkhivarius@canbaikal.ru

D.A. Ryabez, Deputy General Director – Chief Geologist of KanBaikal LLC¹, Arkhivarius@canbaikal.ru

L.S. Brilliant, Cand. Sc. (Engineering), Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, General Director of Tyumen Institute of Oil and Gas², ting@togi.ru

A.S. Zavalov, Executive Director of Tyumen Institute of Oil and Gas², ZavialovAS@togi.ru

E.A. Simakov, Head of Laboratory of Tyumen Institute of Oil and Gas², Simakov@togi.ru

¹2 Kievskaya str., Nefteyugansk, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, st. Kyiv, Tyumen region, 628301, Russia.
²64 Herzen str., City Center, floors 10–11, Tyumen, 625000, Russia.

Experience in Organizing Robotic Waterflooding Control Systems in Artificial Intelligence Algorithms in Optimizing the Development of Highly Watered Deposits

Abstract. Modern trends in the development of the global oil industry in general, and the Russian one in particular, are increasingly gravitating towards production management processes by regulating the operation modes of injection wells. At the same time, the main task of the field is to ensure optimal operating conditions for injection wells and timely response to emergency situations that directly affect the performance of both production and injection wells. The need to perform field tasks forms the most promising development vectors – automation and robotization of production processes that ensure the achievement of optimal operating modes for injection wells

Keywords: automation; digital field; neural networks; injection well; Oil and gas; Zapadno-Malobalykskoye field

References

1. Vygon Consulting. Nalogi v neftedobyche: reforma 2020. Available at: https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020 (accessed 14 June 2022).
2. Brilliant L.S. i dr. *Arkhitektura tsifrovых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки залежей месторождений нефти* [Architecture of digital solutions for managing well operation modes in the tasks of efficient development of mature oil fields]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, No 4, pp. 98–102.
3. Garifulin A.R., Slivka P.I. *Sistema avtomaticheskogo upravleniya operatsiami po dobyche nefti i gaza – intellektual'nye skvazhiny* [Automatic control system for oil and gas production operations – smart wells]. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Innovations], 2017, No 12.
4. Aref'ev S.V., Iunusov R.R., Valeev A.S., Kornienko A.N., Dulkarnaev M.R., Labutin D.V., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Kokorin D.A., Grandov D.V., Komiagin A.I. *Metodicheskie osnovy i opyt vnedreniya tsifrovых tehnologii operativnogo planirovaniia i upravleniya rezhimami raboty dobyvaiushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin na uchastke OPR plasta luV1 Vat'eganskogo mestorozhdeniya TPP «Povkhneftegaz» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)* [Methodological foundations and experience in implementing digital technologies for operational planning and management of production and injection wells at the pilot site of the UV1 formation of the Vat'yeganskoye field TPP Povkhneftegaz (LUKOIL-Western Siberia LLC)]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, No 6.
5. Riabets D.A., Beskurskii V.V., Brilliant L.S., Zav'ialov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. *Upravlenie dobychei na osnove neirosetevoi optimizatsii rezhimov raboty skvazhin na ob'ekte BS8 Zapadno-Malobalykskogo mestorozhdeniya* [Production management based on neural network optimization of well operation modes at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalykskoye field]. Neftegaz.ru, 2019, No 9.
6. Brilliant L.S., Komiagin A.I., Blashuk M.M. i dr. *Sposob operativnogo upravleniya zavodneniem* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 2614338. Published on 03/24/2017.
7. Brilliant L.S., Potriashov A.A. i dr. *Sposob operativnogo upravleniya zavodneniem plastov* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 565313. Claimed on 06/18/2013, published on 09/16/2015.
8. Brilliant L.S., Dan'ko M.Iu. i dr. *Sposob operativnogo upravleniya zavodneniem plastov* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 2715593. Claimed on September 28, 2019, published on March 2, 2020.
9. Zarubin A.L., Perov D.V., Riabets D.A., Brilliant L.S., Zav'ialov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. *Avtomatizatsiya protsessov neirosetevoi optimizatsii rezhimov zakachki vody na mestorozhdeniakh AO «НК «Нефтиса»* [Automation of the processes of neural network optimization of water injection modes at the fields of JSC "NK "Neftisa"]. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Innovations], 2020, No 8.
10. Brilliant L.S., Gorbunova D.V., Zav'ialov A.S., Simakov E.A., Riabets D.A., Beskurskii V.V. *Avtomatizatsiya protsessov upravleniya rezhimami raboty nagnetatel'nykh skvazhin pri neirosetevoi optimizatsii na ob'ekte BS8 Zapadno-Malobalykskogo mestorozhdeniya* [Automation of processes for managing the operation modes of injection wells with neural network optimization at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalykskoye field]. Neftegaz.ru, 2020, No 2.
11. Berezina A.A., Cherepovitsin A.E. *Ekonomicheskaya kontseptsii neftegazovogo «intellektual'nogo» mestorozhdeniya* [Economic concept of the oil and gas "intellectual" field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, No 40, pp. 14–15.



В.Р. Байрамов
ПАО «Сургутнефтегаз»¹
заместитель главного геолога – начальник
управления по разработке месторождений
Bayramov_VR@surgutneftegas.ru



В.Ю. Огорельцев
ПАО «Сургутнефтегаз»
«СургутНИПиНефть»
Тюменское отделение²
заведующий лабораторией



Я.Г. Коваль
ПАО «Сургутнефтегаз»
«СургутНИПиНефть»
Тюменское отделение²
Должность – ????



О.Г. Нарожный
ПАО «Сургутнефтегаз»
«СургутНИПиНефть»
Тюменское отделение²
отдел физико-химических методов увеличения
нефтеотдачи
старший научный сотрудник
Narozhnyi_OG@surgutneftegas.ru

Химические методы увеличения нефтеотдачи в ПАО «Сургутнефтегаз». Этапы развития и перспективы



¹Россия, 628415, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургут, ул. Кукувицкого, 1, корп. 1.

²Россия, 625003, Тюмень, ул. Розы Люксембург, 12/7.

Рассмотрены химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, этапы и перспективы развития ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз», описана методика оценки технологической эффективности ГТМ, дана технологическая и экономическая оценка целесообразности применения ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз»

Ключевые слова: химические методы увеличение нефтеотдачи пластов; практика применения МУН; передвижные мобильные установки; технологическая эффективность применения МУН; методы оценки эффективности ГТМ

В настоящее время основная доля текущих извлекаемых запасов нефти промышленных категорий месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых (низкопроницаемые, низконасыщенные, высокорасчлененные, маломощные, длительно-разрабатываемые высокообводненные и др.). Как показывает отечественный и мировой опыт, разработка месторождений с использованием системы поддержания пластового давления посредством нагнетания воды может быть более эффективна с массовым применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основными из которых являются химические (ХМУН). Применение ХМУН на начальной стадии разработки в целях выравнивания фронта вытеснения, увеличения охвата пласта вытеснением, позволяет экономически оправданно повысить коэффициент нефтеотдачи на 3–15% и более и существенно продлить срок рентабельной разработки пласта. Химические МУН являются не только самостоятельным методом повышения нефтеотдачи, но и основным способом регулирования разработки залежей при вытеснении нефти водой. В последние годы за счет применения ХМУН в мире ежегодно добывается более 100 млн т нефти, и эта величина постоянно растет. Успешность применения технологий составляет более 90%, а эффективность в среднем по залежам колеблется в пределах 0,6–4,0 тыс. т дополнительной добычи нефти на одну скважино-операцию. Каждая технология воздействия на пласт обладает своими условиями применения, зависящими от исходных геолого-физических параметров пласта и текущего состояния разработки. При несоблюдении этих условий (критериев применимости) эффективность технологий может существенно снизиться.

ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз» начали применять с 1977 г., начиная с небольших (от единиц до нескольких десятков) объемов скважино-операций в рамках опытно-промышленных работ, и за последние 20 лет они стали неотъемлемой частью разработки месторождений Общества с объемом более 3000 скважино-операций в год. За всю практику применения ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз» были в различных масштабах испытаны практически все существующие в отрасли технологии ХМУН (более 300 наименований реагентов). В последнее десятилетие ежегодный набор используемых технологий, которые являются наиболее рентабельными на данном этапе, составляет 35–40 видов. Если какие-то технологии по технологическим или экономическим причинам перестают использоваться, то им на замену приходят новые, прошедшие опытно-промышленные работы, которые ежегодно про-

водятся на опытных участках месторождений. При получении положительного эффекта новые технологии в дальнейшем применяются в промышленных объемах.

Химические МУН, включающие потокоотклоняющие, нефтеотмывающие технологии, а также обработки призабойных зон (ОПЗ), являются одним из востребованных видов ГТМ на протяжении всей истории разработки месторождений ПАО «Сургутнефтегаз», в последние годы на их долю приходится 2/3 всех скважино-операций и около половины дополнительной добычи нефти.

За период 1977–2021 гг. в общей сложности было проведено около 70 тыс. скважинных-операций по ХМУН на различных по строению пластах, находящихся на разных стадиях разработки. В 2018–2019 гг. объем внедрения ХМУН достиг максимума – более 4 тыс. обработок в год. Весь накопленный опыт показывает высокую технологическую и экономическую эффективность потокоотклоняющих технологий, которые окупаются в среднем за 5–6 мес. Накопленная дополнительная добыча нефти за рассматриваемый период превысила 6% от общей добычи нефти по ПАО «Сургутнефтегаз», при этом вклад ХМУН в общую добычу нефти постоянно растет.

ХМУН наиболее эффективны в расщлененных высоконеоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности пластах. Закачки оторочек растворов химреагентов ведут к повышению охвата пласта вытеснением за счет выравнивания профиля приемистости и перераспределения потоков нагнетаемой воды в глубине пласта как на макро-, так и на микроуровне (поры), а также способствуют доотмыку остаточной нефти в результате снижения поверхностного напряжения на границе с нефтью вытесняющего агента и повышения его вязкости в результате внутрипластового образования стойких и вязких эмульсий. Обязательным условием получения оптимальных результатов являются своевременное начало воздействия на пласти и, на основе мониторинга за работой скважин (участков), циклически повторяющаяся из года в год закачка оторочек раствором химреагентов. По мере обводнения продукции необходимо либо увеличивать разовый объем закачиваемых оторочек, либо повышать кратность закачки прежних объемов композиций. В процессе изменения структуры остаточных запасов периодически необходимо производить смену составов химреагентов или их комплексирование. Необходимость комплексирования базовых технологий вызвана значительной расщлененностью и неоднородностью строения продуктивных коллекторов как по проницаемости, так и по нефтенасыщенности.

Неотъемлемым элементом стратегического планирования методов воздействия на пласты на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» является непрерывный мониторинг их применения. Мониторинг потокоотклоняющих технологий ведется с помощью программного комплекса «Метод оценки эффективности геолого-технологических мероприятий». При этом эффективность применения методов определяется по характеристикам вытеснения и зависимостям накопленной добычи нефти от суммарного времени работы скважин участков $Q_n(t)$. Данные построения наиболее полно характеризуют эффективность закачки оторочек потокоотклоняющих составов. Характеристики вытеснения, основанные на изменении темпа обводнения продукции, прямо указывают на повышение нефтеотдачи пластов, а зависимости $Q_n(t)$, основанные на изменении темпа дебита нефти, – на общую дополнительную добычу нефти. Применение методов является эффективным, когда оба эти построения указывают на положительное влияние воздействия на разработку участка. Воздействие является успешным, если предприятием получен при этом чистый доход.

В ПАО «Сургутнефтегаз» сложилась следующая практика применения ХМУН: обработка пластов осуществляется адресно на основании результатов непрерывного мониторинга режимов работы скважин и эффективности технологий, т.е. обработки проводятся своевременно, по нужным скважинам и с применением наиболее эффективных на данный момент технологий. Это позволяет достигать наилучших результатов при минимальных затратах. Удельная эффективность физико-химических ХМУН держится на уровне, обеспечивающем рентабельность.

Обработки ХМУН можно проводить на всех стадиях обводнения пласта, при этом каждая технология имеет свою область (критерии) применения по степени выработки запасов и по геолого-физическим параметрам пласта – так, например, композиции на основе ПАВ наиболее эффективно применять при обводненности 40–70%, а осадкогелеобразующие композиции – при обводненности 60–98%. От объема применения ХМУН напрямую зависит эффективность других видов ГТМ – ГРП, ЗБС, МСГРП и т.д.

Повышение эффективности применения технологий ХМУН для пластов с различным геологическим строением и текущим состоянием разработки обеспечивается их лабораторным сопровождением на базе Тюменского отделения «СургутНИПИнефть». При проведении испытаний составов технологий используется современное лабораторное оборудование, позволяющее оценивать нефтеизвлекающие и изменяющие

флюидопроводимость коллекторов характеристики планируемых к применению растворов химреагентов (полимеры, эмульгаторы, ПАВ, растворители, кислоты и др.) при непосредственном изучении происходящих изменений от их контакта (взаимодействия) с породой и насыщающей ее пластовым флюидом.

В настоящее время комплексные лабораторные исследования составов технологий (физико-химические, реологические, фильтрационные и др.) в основном ориентированы на разработку рекомендаций по их промысловому применению на активно вовлекаемых сложнопостроенных отложениях тюменской и баженовской свит, вулканогенных формированиях триасового комплекса в Западной Сибири, а также заслоненных карбонатных и терригенных коллекциях в Восточной Сибири. Вместе с тем, не прекращаются работы по совершенствованию существующих и созданию новых составов технологий применительно к текущему состоянию длительно разрабатываемых в Западной Сибири залежей неокома. Отдельным фронтом исследований также выступает тестирование альтернативных аналогов применяемых химреагентов и новых составов технологий, предлагаемых к опытно-промышленному испытанию на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» сторонними организациями.

Проведение лабораторных испытаний составов технологий позволяет обеспечить более полный систематический контроль всей технологической цепочки применения физико-химических методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, снизить число неуспешных обработок скважин за счет внедрения наиболее эффективных рецептур композиций химреагентов и технологических подходов к проведению скважинно-операций, исключить применение низкокондиционных товарных форм химреагентов.

Выполнением работ по применению ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз» занимается специально созданное для этого управление «Сургутнефтепромхим» (начало своей деятельности в 1988 г.), обладающее самыми современными средствами для их реализации (техника для закачек различных химреагентов, строгий контроль за соблюдением реализации химических технологий с помощью различных приборов, лабораторного оборудования и т.д.).

До 2010 г. для проведения химических обработок скважин повсеместно применялись цементировочные агрегаты (ЦА-320), которые при помощи дополнительного оборудования приспособливались для проведения ХМУН. Исходя из технических особенностей насосного

оборудования и силового привода ЦА-320, существенно ограничены возможности непрерывного проведения химической обработки скважин. Возникла необходимость прерывания ХМУН, что приводило к нарушению непрерывности технологического процесса и как следствие – к снижению эффективности работ. Начиная с марта 2010 г. на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» применяются специализированные передвижные мобильные установки по приготовлению и закачке рабочих растворов химических реагентов в пласт, изготовленные по специальному заказу и по техническим требованиям ПАО «Сургутнефтегаз» для реализации программы ХМУН. Установки оснащены двумя насосами с индивидуальным силовым приводом, автоматизированной системой дозирования и учета

Перспективы развития ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз» связаны, в первую очередь, с их применением на объектах тюменской свиты и других низкопроницаемых коллекторах

химических реагентов. Современные комплексы для приготовления и закачки рабочих растворов химических реагентов в пласт способны выполнять широкий спектр технологий ХМУН, позволяют производить химические обработки скважин в непрерывном режиме, с одновременной дозировкой нескольких жидкых и сыпучих химических реагентов. Комплексы оснащены оборудованием, позволяющим с рабочего места специалиста заказчика и подрядчика в режиме реального времени контролировать процесс химической обработки скважин. Использование специализированных установок позволило увеличить продолжительность эффекта ХМУН в 1,5–2 раза, поднять на другой уровень качество проведения работ и снизить затраты на реализацию ХМУН.

Перспективы развития ХМУН в ПАО «Сургутнефтегаз» связаны, в первую очередь, с их применением на объектах тюменской свиты и других низкопроницаемых коллекторах. Одной из главных задач при реализации системного подхода к разработке залежей высокорасчлененных низкопродуктивных коллекторов тюменских отложений является создание равномерного перемещения фронта вытесне-

ния нефти. Проблемы использования физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на низкопроницаемых коллекторах связаны с их геологическими особенностями – не только низкой проницаемостью, но также с заглинизованностью, слабой гидродинамической связью между скважинами, наличием техногенной трещиноватости, высокой пластовой температурой. Это часто сочетается с высокой поинтервальной и зональной неоднородностью, а также расчлененностью продуктивных коллекторов. Для таких объектов на месторождениях компании широко применяются технологии, в основе которых лежит закачка в пласт различных по типу ионной характеристики (неионогенные, неионогенные/анионные и др.) ПАВ и углеводородных растворителей (неустойчивый газовый бензин, конденсат, широкие фракции легких углеводородов, получаемых при стабилизации и переработке нефти). При этом как раздельная, так и совмещенная обработка скважин рассматриваемыми составами технологий позволяет достичь приращения уровней дополнительной добычи нефти за счет ее доотмыва в пористой среде коллекторов, в том числе снижения межфазного напряжения на границе раздела «нефть – вода», вызывающего мобилизацию остаточной нефти в результате слияния рассеянных по простирации пласта ее отдельных скоплений, а также образования водонефтяных микроэмulsionий, наделенных посредством повышенных вязкостных свойств нефтеизвлекающей способностью.

Существенное повышение эффективности выработки запасов в условиях коллекторов с низкой и ультрапрочной проницаемостью обеспечивает системное планирования и применение ХМУН в режиме образования искусственной трещиноватости. Повышение линейной скорости продвижения вытесняющего агента в пласте способствует дополнительному доотмыву остаточной нефти, а увеличение дренируемой площади, в том числе за счет вовлечения в процесс заводнения отдельных линз и тупиковых зон приводит к росту эффективности работы системы ППД. В ряде случаев такой подход является безальтернативным для достижения рентабельной разработки отдельных участков залежей. Для реализации нестационарного заводнения в режиме образования искусственной трещиноватости в Обществе разработаны технологический регламент, конструкции нагнетательных и специальных скважин, схемы обустройства кустов скважин. В условиях ухудшения структуры ресурсной базы, возрастает потребность в наращивании

объемов проведения соответствующих видов ОПР по технологиям нестационарного заводнения залежей, особенно при вовлечении новых участков. Сбалансированное внедрение данного подхода к разработке низкопроницаемых объектов позволяет повысить коэффициент извлечения нефти на 3–5%.

В последнее время на объектах ПАО «Сургутнефтегаз» с трудноизвлекаемыми запасами для исключения практически необратимого снижения проводимости коллекторов и тем самым – утраты приемистости скважин, повышение эффективности разработки объектов достигается за счет раздельного или совмещенного применения маловязких растворов химреагентов, используемых в технологических процессах мицеллярного и полимерного заводнения пластов. В частности, при проведении мероприятий полимерного загущения воды достигается снижение подвижности вытесняющего агента, что обеспечивает не только повышение охвата пласта воздействием, но и снижение остаточной нефтенасыщенности пород в его водопромытых зонах за счет сближения соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемых сред. С 2021 г. в рамках ОПР проведено более 130 скважинно-операций на коллекторах с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Применение сшитых полимерных систем на тюменских отложениях месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» позволяет обеспечивать существенную долю от всей совокупной дополнительной добычи нефти за счет применения технологий ХМУН.

Для обработки призабойной зоны пласта широко применяются различные виды спирто-содержащих кислотных композиций, способствующих созданию новых каналов фильтрации за счет частичного растворения (деструктуризации) породообразующих минералов и их ассоциаций. Добавление в кислотные составы низших алифатических спиртов, относящихся к кислородсодержащим органическим растворителям, приводит к замедлению скорости реакции растворов кислот с минералами породы и повышению их проникающей способности в пористую среду, что является особенно востребованным при обработке низкопроницаемых коллекторов. Растворители этого класса соединений также способствуют стабилизации отработанного кислотного раствора, предупреждают образование нерастворимых в воде вторичных осадков из продуктов реакции, разрушают водо- и кислотонефтяные эмульсии, частично растворяют асфальтено-смоло-парфиновые отложения, а также улуч-

шают вынос продуктов реакции при вызове притока нефти. Для разрушения глинистых агрегатов цемента пород, структурированных систем фильтрата бурового раствора и эмульсий, снижения содержания неподвижной воды, а также изменения смачиваемости скелета породы, в кислотные составы добавляют ПАВ. Эффективность кислотных композиций в 2 раза выше, чем у традиционно применяемых технологий СКО и ГКО.

Для повышения эффективности применения ХМУН на высокообводненных пластах месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» разработана комплексная технология, представляющая собой совмещение трех методов увеличения нефтеотдачи – заводнение пласта растворами щелочей, ПАВ и полимеров. Технология реализуется путем последовательной закачки в пласт через нагнетательную скважину равных по объему оторочек щелочного агента, анионактивного ПАВ и полимера. Использование такого сочетания растворов химреагентов позволяет сократить затраты на проведение скважинно-операций за счет снижения непроизводительных потерь химреагентов в пласте (адсорбция, хемо- и термодеструкция), что, в свою очередь, упрощает достижение условия глубокого воздействия на пласт при замещении их растворами не менее 30–50% пустотного пространства породы. При этом на начальном этапе технологический процесс предусматривает закачку в пласт оторочки раствора щелочи, образующей при взаимодействии с нефтяными кислотами омыляющие вещества, продукты которых, адсорбируясь на поверхности скелета породы, позволяют минимизировать потери на тот же процесс при закачке вслед за ней оторочки более дорогостоящего раствора ПАВ. В результате достигается взаимоусиление эффекта от воздействия на пластовую систему композициями ПАВ. В то же время, проводимое на завершающем этапе полимерное воздействие на пласт также имеет пониженные риски преждевременной утраты кондиционных свойств полимера за счет создания на поверхности породы препятствующего адсорбции слоя из уже поглощенного ею ПАВ, в том числе опреснения раствором ПАВ губительной для полимерной цепи минерализации поровой воды, что при снижении подвижности вытесняющего агента должно обеспечить экономически оправданное вовлечение в разработку остаточных ресурсов углеводородов.

Испытание комплексной технологии ТПК в ПАО «Сургутнефтегаз» проводились в 2015

и 2017 гг. на участке с тремя нагнетательными скважинами высокопроницаемого пласта одного из длительно разрабатываемых месторождений. Участок проведения опытно-промышленных работ находился на завершающей стадии разработки, характеризовался падающей добычей нефти, высокими обводненностью и выработкой запасов. Объем закачки реагентов определялся необходимостью воздействия не только на призабойную, но и на удаленную часть пласта и с учетом результатов трассерных исследований, проведившихся на пластах с аналогичными геолого-физическими параметрами и выработкой запасов. Всего было закачано более 33 тыс. м³ реагентов. Анализ основных технологических параметров работы реагирующих скважин участка показал, что после закачки ТПК практически по всем контрольным скважинам отмечается увеличение или прекращение падения дебита нефти и снижение либо стабилизация обводненности продукции, что подтверждается данными прямых замеров. Техно-

логия наиболее перспективна для применения на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири.

Изменение структуры остаточных запасов нефти на низкопроницаемых коллекторах вызывает необходимость расширения спектра применяемых технологий за счет разработки и внедрения новых, более эффективных на таких объектах составов (термотропные гелеобразующие составы, эмульсионные технологии, закачка углеводородных растворителей, растворов ПАВ, полимеров, кислотных составов, гидрофобизаторов и др.).

По длительно разрабатываемым обводненным пластам основным направлением является увеличение объемов закачки составов ХМУН и применение всего спектра имеющихся технологий, включая мицеллярное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение, растворы на основе эмульсионных систем, дисперсных наполнителей, осадкогелеобразующих композиций, а также их комплексирование. ❶

UDC 622.276.6

V.R. Bairamov, Deputy Chief Geologist – Head of the Department for the Development of Fields of OJSC Surgutneftegas¹,
Bayramov_VR@surgutneftegas.ru

V.Yu. Ogoreltsev, Head of Laboratory of the Tyumen Branch of SurgutNIPIneft²,
Ya.G. Koval, должность – ?

O.G. Narozhny, Senior Researcher of the Department of Physical and Chemical

¹1, build. 1, Kukuevitsky str., Surgut, Khanty–Mansi Autonomous Area – Yugra, Tyumen region, 628415, Russia.

²12/7, Rosa Luxemburg str., Tyumen, 625003, Russia.

Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery in Surgutneftegaz PJSC. Stages of Development and Prospects

Abstract. Chemical methods for enhanced oil recovery, stages and prospects for the development of COR in PJSC “Surgutneftegas” are considered, a methodology for assessing the technological efficiency of geological and technical operations is described, a technological and economic assessment of the feasibility of using CEC in PJSC “Surgutneftegaz” is given.

Keywords: chemical methods for enhanced oil recovery; practice of applying EOR; mobile mobile installations; technological efficiency of EOR application; methods for evaluating the effectiveness of well interventions.



И.В. Шпурев
д-р техн. наук
ФБУ «ГКЗ»¹
генеральный директор
gkz@gkz-rf.ru



В.Г. Браткова
ФБУ «ГКЗ»¹
заместитель генерального
директора
bratkova@gkz-rf.ru



Н.И. Базаревская
ФБУ «ГКЗ»¹
Отдел мониторинга и анализа
заместитель начальника отдела
bazarevskaya@gkz-rf.ru

Трудноизвлекаемые запасы – комплексный подход к администрированию льготируемых параметров

¹Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1

В связи с ухудшением структуры запасов нефти в Российской Федерации успешное развитие топливно-энергетического комплекса сегодня напрямую связано с разработкой ТрИЗ. Анализ ТрИЗ, как попадающих под государственное регулирование, так и потенциальных, показал, что на сегодняшний день, все ТрИЗ, обладающие низкой рентабельностью и значительными запасами, имеют государственную поддержку в виде тех или иных мер налогового стимулирования. Открытым остается вопрос достаточности данных льгот для вовлечения максимально возможного количества запасов в разработку. Основной причиной невовлечения в разработку для этих ТрИЗ по-прежнему остается отсутствие эффективных технологий, а для удаленных месторождений и шельфовых проектов – еще и необходимость создания инфраструктурных проектов. Для эффективного ввода их в разработку необходимы поиск новых и совершенствование существующих технологий. Именно на это направлено введение льгот для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Российской промышленности в ближайшее время необходимо не только создать необходимую технику и технологии, но и заменить уже существующие критически важные для бесперебойной деятельности нефтегазового комплекса технологии.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы углеводородного сырья; государственное стимулирование добычи; трудноизвлекаемые запасы газа; сверхвысоковязкая нефть; ачимовские отложения; технологически и экономически эффективные технологии

Pоссия на протяжении многих десятилетий занимает одно из ключевых мест в мировой экономике, являясь колоссальным производителем углеводородного сырья.

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [1] для решения задач нефтяной отрасли предусматривает поддержание добычи нефти и газового конденсата в период до 2024 г. в диапазоне 555–560 млн т ежегодно, а в период до 2035 г. – в диапазоне 490–555 млн т. Однако, по мнению многих специалистов нефтегазовой отрасли, время «легкой» нефти уже прошло и обеспечить предусмотренное Стратегией выполнение по уровням добычи нефти возможно только за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья (далее – ТрИЗ).

В связи с ухудшением структуры запасов нефти в Российской Федерации успешное развитие топливно-энергетического комплекса сегодня напрямую связано с разработкой ТрИЗ. Понятие трудноизвлекаемых запасов возникает, когда существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта, и разработка их нерентабельна.

В настоящее время определение ТрИЗ законодательно не закреплено, но из названия следует, что это запасы нефти и газа, извлечение которых связано с геологическими, технологическими, экономическими сложностями. Федеральным законом от 02.12.2019 № 396-ФЗ в Закон РФ «О недрах» [2] введен официальный термин «трудноизвлекаемые полезные ископаемые», однако содержание данного термина осталось не раскрытым. Позже, в 2020 г. Правительством Российской Федерации определен конкретный перечень видов полезных ископаемых, относящихся к трудноизвлекаемым [3]. К сожалению, в данный перечень вошли только те ТрИЗ, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, и указанный перечень является далеко не исчерпывающим.

Большинство специалистов нефтегазовой отрасли под трудноизвлекаемыми запасами понимают запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания углеводородов и/или физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна.

На сегодняшний день в РФ существует три варианта стимулирования государством добычи ТрИЗ. Первый – это, уже упомянутый, введенный с 2020 г. новый вид пользования недрами для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, так называемые «полигоны» для разработки технологий ТрИЗ. К данным видам ТрИЗ относятся:

- нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям;
- сверхвязкая нефть, добываемая на участках недр, содержащих нефть вязкостью 10000 мПа·с и более (в пластовых условиях);
- нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к ачимовским продуктивным отложениям, с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Второй вариант основан на предоставлении льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ) в соответствии с Налоговым кодексом РФ [4]. Данный вид льготирования регламентируется ст. 342 части второй Налогового кодекса РФ. К видам ТрИЗ, в отношении которых могут применяться льготы по НДПИ, относятся:

- нефть из залежи, отнесенной по стратиграфической принадлежности к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также продуктивным отложениям тюменской свиты;
- нефти на участках недр, удаленных от основных инфраструктурных (например, Ямalo-Ненецкий автономный округ, Красноярский край, шельф РФ и другие);
- нефти из залежи с установленным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² – низкопроницаемые коллекторы;
- метан угольных пластов.

Третий вариант также предлагает особые условия налогообложения для некоторых категорий ТрИЗ, а именно, переход на режим налога на дополнительный доход (далее – НДД) в соответствии со ст. 333.45 части второй Налогового кодекса РФ. К видам ТрИЗ, в отношении которых могут применяться льготы по НДД, относятся нефти на участках недр, удаленных от основных инфраструктурных объектов (например, Якутия, НАО, ЯНАО, Красноярский край, шельф РФ и другие), а также со степенью выработанности запасов нефти больше или равной 0,8 д.ед.

В настоящее время 66% (21 млрд т) запасов нефти в России, числящихся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых (далее – госбаланс), относится к потенциально льготи-

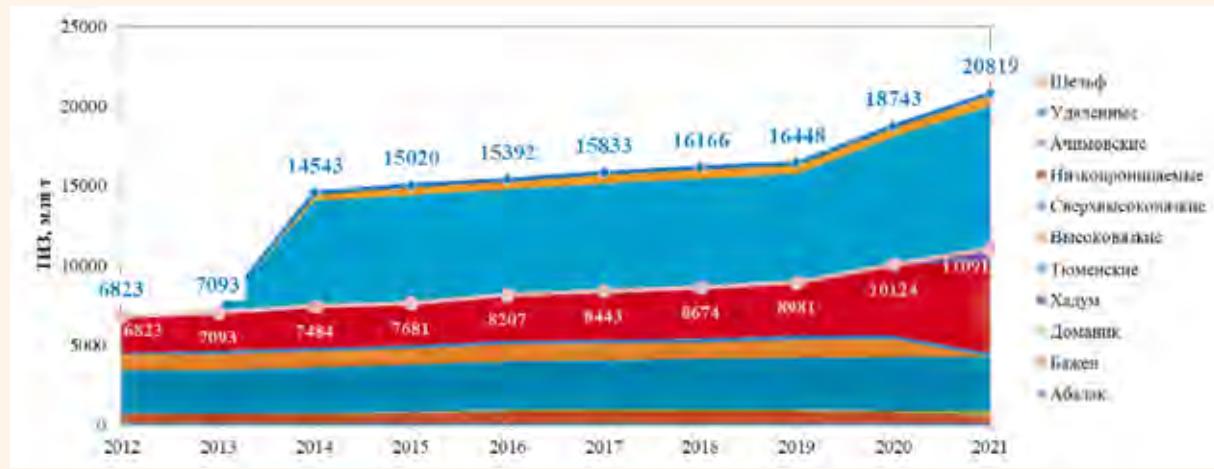


Рис. 1.

Динамика текущих извлекаемых запасов Триз в России с 2012 по 2021 гг.

руемым. Эти запасы можно разделить на две основные группы Триз.

К первой группе относятся Триз, связанные с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов и флюидов, и, как следствие, сложными геологическими условиями их добычи, а также отсутствием эффективных технологий их разработки. К таким Триз можно отнести запасы, залегающие в низкопроницаемых коллекторах, нефтематеринских породах, приуроченные к определенным стратиграфическим горизонтам, а также содержащие высоковязкие нефти. Их запасы составляют более половины (52%, 11 млрд т) от числящихся на госбалансе Триз (рис. 1).

Для остальных 48% числящихся на госбалансе Триз основной проблемой вовлечения в разработку является их географическое расположение (вторая группа Триз) и, как следствие, удаленность от инфраструктурных объектов и суровые климатические условия для разработки, что, в свою очередь приводит к значительному удороожанию всех проводимых на месторождении мероприятий по изучению и добыче. Таким образом, при отнесении данных категорий запасов к Триз основным является экономический фактор, часто, наряду с отсутствием эффективных технологий их геологического изучения, разведки и добычи (например, Арктическая зона, шельф РФ).

И если количество запасов второй группы Триз более или менее стабильно, то первая группа Триз выросла на 62% (на 4,3 млрд т) за последние 10 лет. Причем наибольший рост Триз отмечается по низкопроницаемым отложениям (+150%), особенно в последние два года. Ежегодный прирост составляет в среднем 6% (или 0,4 млрд т).

Аналогичную динамику демонстрирует и добыча из Триз (рис. 2). В 2020 г. добыча неф-

ти из льготируемых отложений достигла 43% (203 млн т) от всей добычи нефти в РФ. Несомненно, такая высокая доля частично объясняется снижением добычи нефти в целом по стране за счет соглашения по ОПЕК+, однако прослеживающаяся тенденция к увеличению добычи из Триз не вызывает сомнений. С 2012 г. годовая добыча нефти из первой группы Триз увеличилась на 122% (66 млн т). Ежегодный прирост запасов составляет в среднем 12% (6 млн т). Наибольший прирост отмечается по тюменским (+130%) и низкопроницаемым (+116%) отложениям.

И если к основным видам Триз за прошедшие 10 лет мы уже привыкли, то в 2021 г. внесено два изменения в перечень льготируемых отложений, относящихся к ТРИЗ.

Хорошей новостью 2021 г. стало решение Правительства Российской Федерации (вступило в силу 23 февраля 2022 г.) [5] об отнесении к Триз участков недр, в отношении которых может предоставляться право пользования недрами для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи Триз, нефти из залежей углеводородного сырья, отнесенных к ачимовским продуктивным отложениям, с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Однако с указанным видом Триз не все так просто. Так, если говорить об отнесении ачимовских отложений к Триз с учетом их рентабельности, то картина не столь однозначна. Если предположить, что рентабельны те запасы, из которых осуществляется или осуществлялась добыча (за основу анализа взяты данные госбаланса), то выделяются два пороговых значения показателя проницаемости (рис. 3), с которыми связана добыча нефти из ачимовских отложений: с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и более $4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Разработка залежей нефти



Рис. 2.

Динамика добычи ТРИЗ в России с 2012 по 2021 гг.

ачимовских отложений с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² осуществляется благодаря действующим режимам льготного налогообложения для низкопроницаемых отложений, но наиболее активно разрабатываются залежи с проницаемостью более $4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Анализ лабораторных, промыслового-геофизических, фильтрационных исследований в низкопроницаемых коллекторах показал [6], что проницаемость $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² можно условно определить, как критерий дифференции различных классов коллекторов, которые можно назвать как:

- породы с высоким фильтрационным потенциалом (ВФП), где действует закон Дарси;
- породы с низким фильтрационным потенциалом (НФП), где закон Дарси не действует, а жидкость ведет себя как неньютона.

Коллекторы с проницаемостью менее $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² практически не участвуют в процессе фильтрации в результате действия межмолекулярных сил, влияющих на существенное увеличение вязкости воды, толщины ее слоя, уменьшение эффективного порового пространства. В результате в коллекторах подобного типа нарушается закон Дарси. В таких коллекторах вытеснение происходит частично за счет фронтального вытеснения и режима капиллярной пропитки, а в более проницаемых породах ($> 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) основная доля фильтрации происходит преимущественно за счет фронтального вытеснения из более крупных пор (> 10 мкм). Очевидно, что такие принципиальные различия в фильтрационных характеристиках коллекторов должны определять и различные подходы к их разработке с учетом геометрического распространения в объеме пласта.

Следовательно, при проницаемости более $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² разработка ачимовских отложений экономически эффективна за исключением ачимовских отложений Ямала-Ненецкого автоном-

ного округа. Даже при значении проницаемости более $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² разработка указанных отложений нерентабельна. Это связано как с удаленностью месторождений ЯНАО, так и с тем, что на этих месторождениях нефть содержится преимущественно в подгазовых зонах и нефтяных оторочках, что приводит к значительному удорожанию всех проводимых на месторождении мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов.

Также из представленного графика видно, что по всем регионам практически не осуществляется добыча из интервала проницаемости от $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² – низкая проницаемость не позволяет эффективно разрабатывать данные отложения без предоставления налоговых льгот. Таким образом, введение поддержки государства при поиске новых технологий для экономически эффективного извлечения углеводородов из этих отложений в перспективе даст ключ к введению в рентабельную разработку порядка 94 млн т нефти ачимовских отложений (в основном по Ханты-Мансийскому автономному округу). Однако по описанным выше причинам установление порогового значения показателя проницаемости не более $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² не приведет к вовлечению в разработку дополнительного объема запасов нефти для ачимовских отложений Ямала-Ненецкого автономного округа.

Важно отметить, что представленная на рис. 3 выборка составляет 66% (1 млрд т) числящихся на ГБЗ ачимовских продуктивных отложений разрабатываемых месторождений. По остальным 34% (0,7 млрд т) залежей значения показателя проницаемости в госбалансе не приведены. Таким образом, используемая для анализа выборка в целом представительна и отражает особенности разработки ачимовских отложений.

Еще одной, на этот раз не очень приятной для всех новостью 2021 г. стала отмена с 1 ян-

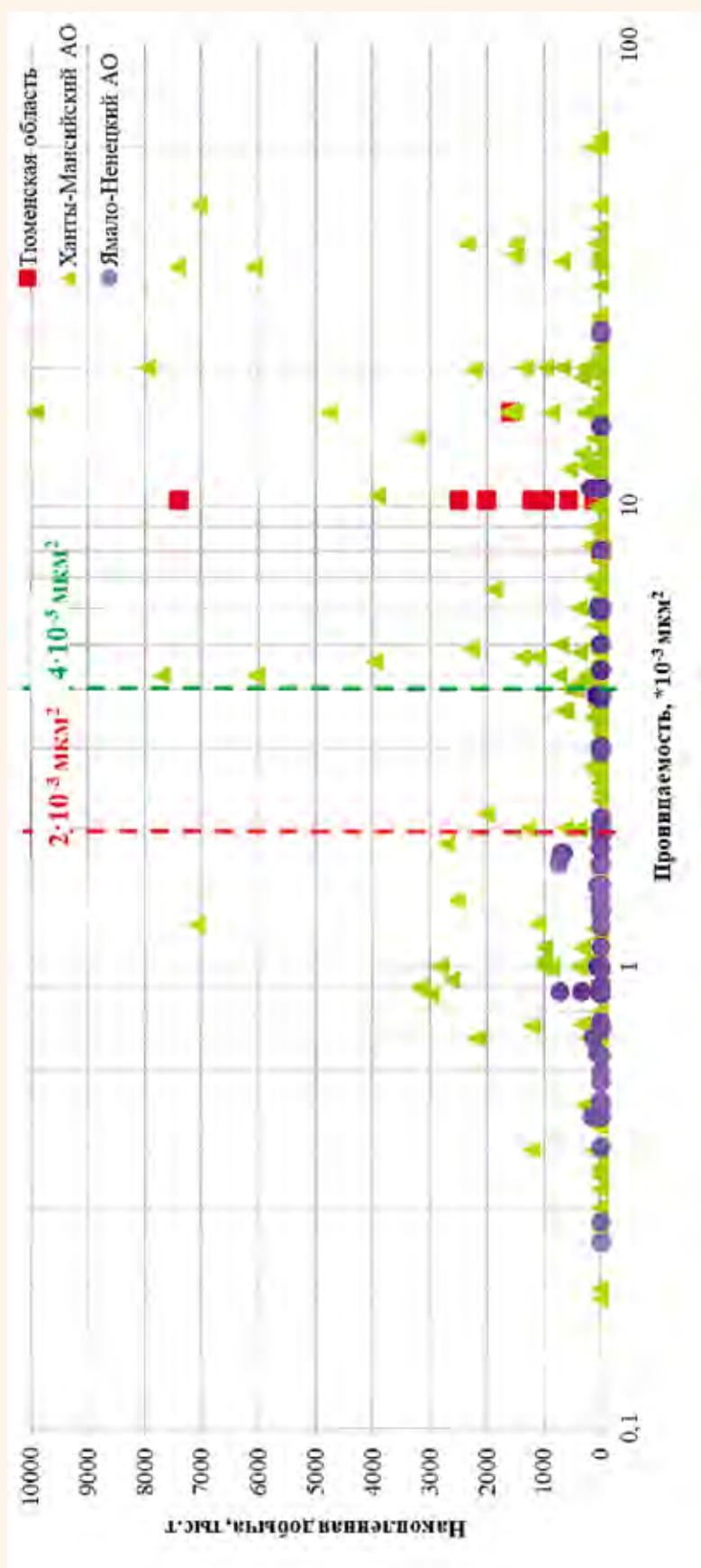


Рис. 3.
Анализ показателей проницаемости ачимовских отложений по данным госбаланса



Рис. 4.

Влияние изменения условий налогообложения на рентабельность запасов сверхвязкой нефти (по данным инвентаризации)

варя 2021 г. льгот при расчете НДПИ для высоковязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях), а также для сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью 10 000 мПа·с и более (в пластовых условиях) [7].

ФБУ «ГКЗ» в 2021 г. в рамках проводимой¹ в 2019–2021 гг. инвентаризации запасов углеводородного сырья для месторождений на суше и континентальном шельфе с запасами выше 5 млн т нефтяного сырья на предмет экономической эффективности разработки указанных

месторождений в текущих налоговых условиях (далее – инвентаризация), выполнена выборочная оценка влияния изменений условий налогообложения и таможенно-тарифного регулирования нефтедобывающей отрасли на количество рентабельных запасов, в которую, в том числе, вошли и объекты со сверхвязкой нефтью. В соответствии с проведенной оценкой, объекты, содержащие сверхвязкую нефть, отнесены к группе с «высоким влиянием» – отмена льгот привела к тому, что ранее рентабельные запасы (рентабельность 99%) перешли практически полностью в нерентабельные (рис. 4).

Одним из вариантов решения данной ситуации, возможно, станет отнесение сверхвы-

¹ В соответствии с поручением Председателя Правительства Российской Федерации Д.А. Медведева от 18.09.2018 № ДМ-П9-51пр (пункт 2.1 Протокола).

Рис. 5.
ТрИз газа [8]



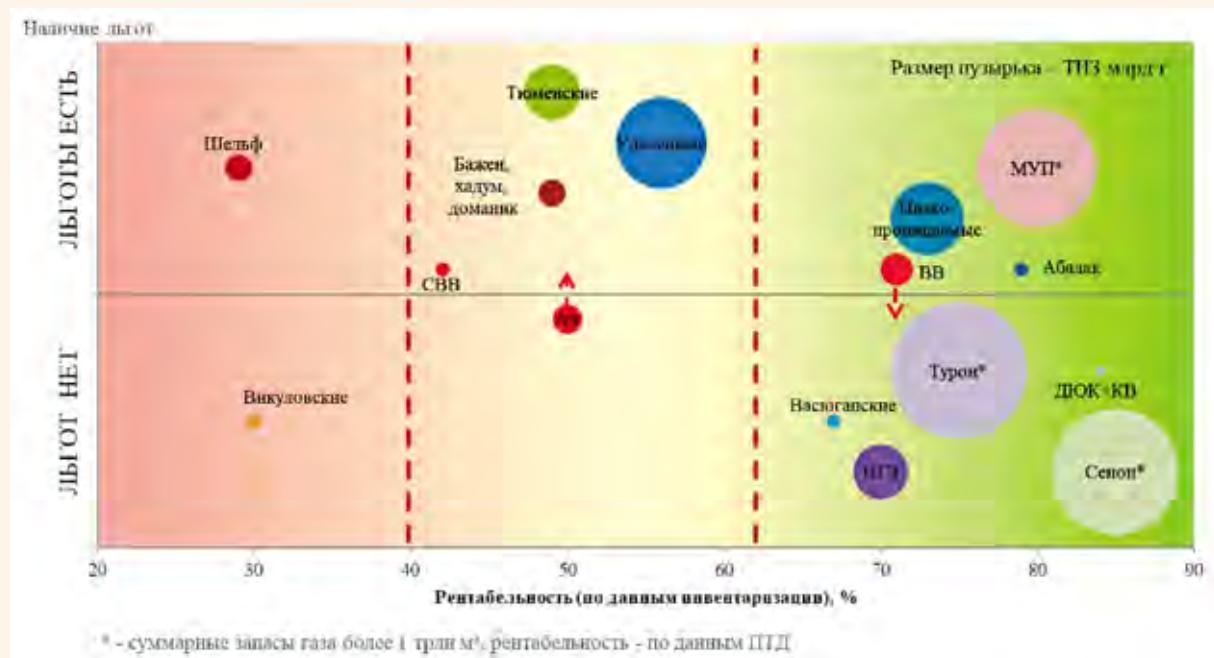


Рис. 6.
Возможные принципы ранжирования ТРИЗ

соковязкой нефти к видам ТрИЗ, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи ТрИЗ, в соответствии с постановлением Правительства РФ № 1499. Также, действующими нормами Налогового кодекса РФ предусмотрен переход таких объектов на режим НДД. Однако данные виды государственной поддержки в отношении залежей, содержащих сверхвысоковязкие нефти, являются относительно новыми и делать оценки по их влиянию на рентабельность объектов разработки, в отношении которых они были применены, еще рано.

Чаще всего, говоря о ТрИЗ, мы обычно имеем ввиду ТрИЗ нефти, забывая зачастую о ТрИЗ газа. Так и перечисленные виды налогового стимулирования в настоящее время применяются в основном для ТрИЗ нефти. И это объясняется высокой обеспеченностью России запасами газа (более 100 лет), в большей части традиционными. Специалистами АО «Газпром промгаз» в 2018 г. составлен Классификатор ТрИЗ газа, упрощенный вариант которого приведен на **рис. 5**. Существуют разнообразные виды ТрИЗ газа (**рис. 5**), которые также нуждаются в поддержке государства для повышения экономической целесообразности их вовлечения в разработку.

Рис. 7.
Возможные принципы ранжирования ТРИЗ

Категория ТРИЗ	ТРИЗ, млрд т / млрд м ³	КИН/КНГ* рент.	Дополнительная мотивация вовлечения в разработку
			технологии
			льготы
КВ+ДЮК	0,1	0,16	
Абалацкая свита	0,2	0,22	
Васюганская свита	0,2	0,21	
Викуловская свита	0,2	0,07	-
Сверхвысоковязкие	0,2	0,15	
Бажен, доманик, хадум	0,8	0,07	
Шельф	0,8	0,07	
Ачимовские отложения <2 мД	0,9	0,11	
Подгазовые зоны	3,3	0,15	-
Тюменская свита	3,4	0,14	
Низкопроницаемые <2 мД	5,7	0,21	
Удаленные	8,9	0,16	
МУП*	51	0,20	
Сенон*	74	0,70	-
Турон*	1100	0,70	-

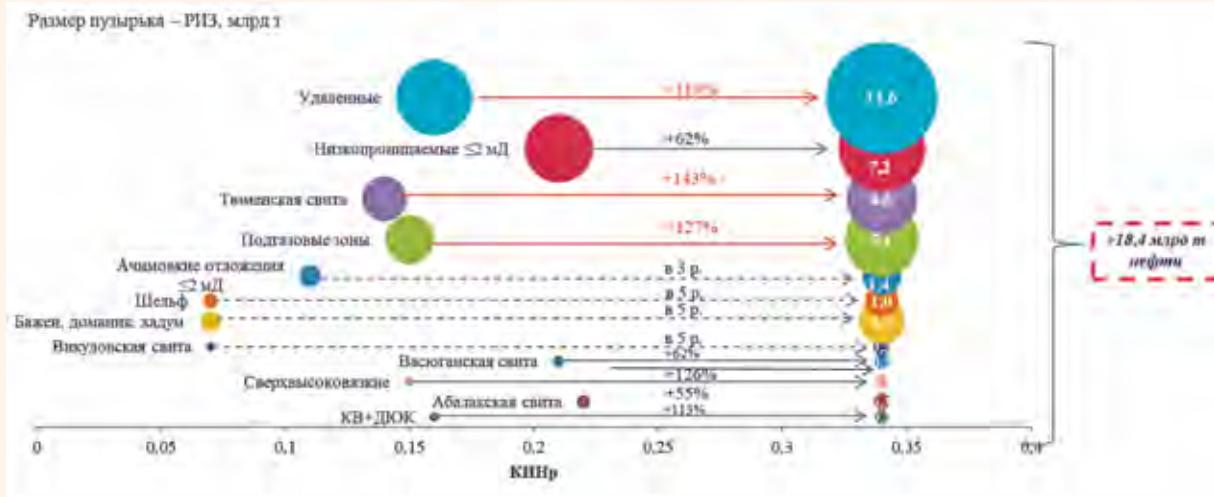


Рис. 8.

Потенциал вовлечения в разработку ТрИЗ нефти

И если часть из них в настоящее время не представляют интереса, ввиду полного отсутствия технологий их добычи (например, газовые гидраты), то для некоторых районов перспективными с точки зрения продления жизни месторождений на поздней стадии разработки, а также обеспечения социальных обязательств в районах с развитой инфраструктурой являются добыча ТрИЗ газа из отложений турона, сенона, а также метана угольных пластов и остаточного низконапорного газа.

Анализ ТрИЗ, как попадающих под государственное регулирование, так и потенциальных, показал (*рис. 6*), что на сегодняшний день, все ТрИЗ, обладающие низкой рентабельностью и значительными запасами, имеют государственную поддержку в виде тех или иных мер налогового стимулирования. Несомненно, открытый остается вопрос достаточности данных льгот для вовлечения максимально возможного количества запасов в разработку. Например, разработка шельфовых проектов, несмотря на все имеющиеся льготы, по-прежнему остается крайне низкорентабельной.

Основной причиной невовлечения в разработку для этих отложений по-прежнему остается отсутствие эффективных технологий, а для удаленных месторождений и шельфовых проектов – еще и необходимость создания инфраструктурных проектов, на что указывают крайне низкие рентабельные коэффициенты извлечения (*рис. 7*), которые составляют 0,16 д.ед. и 0,07 д.ед., соответственно.

Для низкопроницаемых коллекторов и отложений абалакской свиты наличие льгот положительно сказалось на вовлечении данных отложений в разработку, на что указывают и более высокие по сравнению с остальными видами

ТрИЗ рентабельные коэффициенты извлечения (0,21 д.ед и 0,22 д.ед., соответственно). Однако, несмотря на наличие льгот, для этих и для остальных ТрИЗ тормозящим фактором является дороговизна существующих технологий, что особенно хорошо видно на примере сверхвязкой нефти и ачимовских отложений.

Анализ результатов проведенной инвентаризации запасов нефти показал – несмотря на то, что рентабельность добычи запасов ачимовских отложений невысока (50%), технологический коэффициент извлечения составляет 0,23 д.ед. (аналогично как для низкопроницаемых коллекторов и вязкой нефти), тогда как рентабельный коэффициент извлечения едва достигает 0,11 д.ед. Это говорит о том, что технологии добычи для данных отложений существуют, однако их дороговизна влияет на их экономическую эффективность. Для сравнения: для залежей, не относящихся к ТрИЗ и включенных в периметр инвентаризации, КИНр составляет 0,37 д.ед.

Добыча сверхвязкой нефти осуществляется только при воздействии теплоносителя на продуктивные пласти. Указанные методы являются дорогостоящими, что снижает рентабельность добычи такой нефти и, как следствие, отражается на коэффициенте рентабельного извлечения нефти (КИНр), который для высоковязкой нефти составляет 0,20 д.ед., для сверхвязкой – 0,15 д.ед.

Следует отметить, что матрица, приведенная на *рис. 6*, построена на основе действующей на момент проведения инвентаризации запасов системе налогообложения (2019 г.) и макроэкономических параметров (цена на нефть – 69 \$/бар, курс рубля – 63 руб/\$), в соответствии с которой добыча сверхвязкой и высоковязкой нефти попадала под льготное налогообложение.

бложение, и соответственно, характеризовалась рентабельностью извлекаемых запасов 71%, со сверхвязкой нефтью – 42%. В связи с отсутствием налоговых преференций, ачимовские отложения обладали рентабельностью порядка 50%. Как будет изменяться рентабельность этих отложений с учетом изменения налоговой системы и макроэкономических параметров (цена на нефть и курс доллара), прогнозировать сложно, это покажет только время.

Высокие значения рентабельности доюрского комплекса обманчивы, их нужно рассматривать совместно с достигаемыми коэффициентами извлечения. Средний коэффициент извлечения нефти доюрских отложений составляет 0,26 д.ед., рентабельный – 0,16 д.ед., что сопоставимо с низкопроницаемыми коллекторами, сверхвысоковязкой нефтью и удаленными месторождениями. Разработка залежей нефти доюрских отложений осложняется рядом причин: глубокое залегание, ухудшенные коллекторские свойства продуктивных отложений, резкая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Низкая изученность доюрского комплекса связана с высокими затратами на бурение, а также с тем, что по сложившейся практике на стадии геологоразведочных работ доюрский комплекс пород не рассматривался как самостоятельный поисковый объект и изучался «попутно» с нижне- и среднеюрскими отложениями.

Безусловно, когда мы говорим о ТрИЗ, мы подразумеваем, что для эффективного ввода их в разработку необходимы поиск новых и совершенствование существующих технологий. Именно на это направлено введение льгот для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

Для того, чтобы определить приоритетные направления для поиска и развития технологий, которые дадут максимальный эффект в объеме прироста рентабельно извлекаемых запасов, мы задали планку достижения рентабельного КИН до уровня среднего КИН в целом по России (0,34 д.ед.). Наиболее перспек-

тивными с точки зрения развития технологий для раскрытия дополнительного потенциала и ввода в разработку дополнительных объемов нефти являются, в первую очередь, удаленные месторождения (дополнительно 6,2 млрд т), подгазовые зоны (дополнительно 2,9 млрд т), низкопроницаемые коллектора (дополнительно 2,7 млрд т) и отложения тюменской свиты (дополнительно 2,7 млрд т). Только по этим группам запасов поиск новых решений позволит дополнительно вовлечь в разработку более 14 млрд т, а с учетом остальных видов ТрИЗ – более 18 млрд т нефти, что обеспечит добычу России на 37 лет (*рис. 8*).

Подводя итоги, можно сказать, что вовлечение ТрИЗ в активную разработку возможно только при наличии технологически и экономически эффективных технологий, обеспечивающих их рентабельное извлечение из недр.

В условиях масштабных санкций США и их союзников, создание новых технологий и импортозамещение, возникающие технологические вызовы являются одними из ключевых задач, требующих незамедлительного решения для дальнейшего развития нефтегазового комплекса в Российской Федерации.

Российской промышленности в ближайшее время необходимо не только создать необходимую технику и технологии, но и заменить уже существующие критически важные для бесперебойной деятельности нефтегазового комплекса технологии. Создание новых современных технологий позволит России стать лидером в области новейших инновационных технологий, в том числе для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, обеспечив при этом экологическую безопасность их извлечения.

Реализация данного подхода осуществляется только при консолидации финансовых, технических и управленических возможностей всех участников процесса управления недропользованием в России, что позволит не только успешно преодолеть возникшие препятствия, но и вывести Россию на лидирующие позиции в будущей энергетической политике. **❶**

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р. Доступно на: <https://base.garant.ru/74248810/> (обращение 01.07.2022).
2. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: <https://base.garant.ru/10104313/> (обращение 01.07.2022).
3. Постановление Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых». Доступно на: <https://base.garant.ru/74672170/> (обращение 01.07.2022).
4. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ. Доступно на: <https://base.garant.ru/10900200/a9a754f9362cc6d913de8ff6886b8c4c/> (обращение 01.07.2022).

5. Постановление Правительства РФ от 12.02.2022 № 153 «О внесении изменений в постановление Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых». Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/403428198/> (обращение 01.07.2022).
6. Шпуроев И.В. Научно-методическое обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 25.00.17. ЗапСибНИИГТ, Тюмень, 2015. 357 с.
7. Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ «О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации». Доступно на: <https://base.garant.ru/74758110/> (обращение 01.07.2022).
8. Классификатор ТРИЗ газа. АО «Газпром промгаз». 2018.

UDC 622.276

I.V. Shpurov, D. Sc. (Engineering), General Director of State Commission for Reserves of Commercial Minerals¹, gkz@gkz-rf.ru
V.G. Bratkova, Deputy General Director, State Commission for Reserves of Commercial Minerals¹, bratkova@gkz-rf.ru
N.I. Bazarevskaya, Deputy Head of Department of Monitoring and Analysis and Methodology of State Commission for Reserves of Commercial Minerals¹, bazarevskaya@gkz-rf.ru

¹54 Bolshaya Polyanka str., bldg. 1, Moscow, 119180, Russia.

Hard-to-recover Reserves - an Integrated Approach to the Administration of Preferential Parameters

Abstract. Due to the deterioration of the structure of oil reserves in the Russian Federation, the successful development of the fuel and energy complex today is directly related to the development of HRD. An analysis of HRD, both subject to state regulation and potential, has shown that today, all HRD with low profitability and significant reserves have state support in the form of certain tax incentives. The question of the adequacy of these incentives to involve the maximum possible amount of reserves in development remains open. The main reason for non-involvement in the development of these HRDs is still the lack of effective technologies, and for remote fields and offshore projects, it is also the need to create infrastructure projects. To effectively introduce them into development, it is necessary to search for new and improve existing technologies. This is exactly what the introduction of incentives for the development of technologies for geological study, exploration and production of hard-to-recover minerals is aimed at. In the near future, the Russian industry needs not only to create the necessary equipment and technologies, but also to replace the existing technologies that are critical for the smooth operation of the oil and gas complex.

Keywords: hard-to-recover hydrocarbon reserves; state stimulation of production; hard-to-recover gas reserves; ultra-high viscosity oil; Achimov deposits; technologically and economically efficient technologies

References

1. *Energeticheskai strategiya Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda. Utverzhdena rasporiazheniem Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 09.06.2020 № 1523-r* [Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Approved by the order of the Government of the Russian Federation dated 09.06.2020 No. 1523-r]. Avialable at: <https://base.garant.ru/74248810/> (accessed 1 July 2022).
2. *Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 «O nedrakh»* [Law of the Russian Federation of February 21, 1992 No. 2395-1 "On Subsoil"]. Avialable at: <https://base.garant.ru/10104313/> (accessed 1 July 2022).
3. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 19.09.2020 № 1499 «Ob ustanovenii vidov trudnoizvlekaemykh poleznykh iskopaemykh, v otnoshenii kotorykh pravo pol'zovaniia uchastkom nedr mozhet predostavliat'sia dla razrabotki tekhnologii geologicheskogo izuchenii, razvedki i dobychi trudnoizvlekaemykh poleznykh iskopaemykh»* [Decree of the Government of the Russian Federation of September 19, 2020 No. 1499 "On the establishment of types of hard-to-recover minerals in respect of which the right to use a subsoil plot may be granted for the development of technologies for geological study, exploration and production of hard-to-recover minerals"]. Avialable at: <https://base.garant.ru/74672170/> (accessed 1 July 2022).
4. *Nalogovyi kodeks Rossiiskoi Federatsii (chast' vtoraja) ot 05.08.2000 № 117-FZ* [Tax Code of the Russian Federation (Part Two) dated August 5, 2000 No. 117-FZ]. Avialable at: <https://base.garant.ru/10900200/a9a754f9362cc6d913de8ff6886b8c4c/> (accessed 1 July 2022).
5. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 12.02.2022 № 153 «O vnesenii izmenenii v postanovlenie Pravitel'stva RF ot 19.09.2020 № 1499 «Ob ustanovenii vidov trudnoizvlekaemykh poleznykh iskopaemykh, v otnoshenii kotorykh pravo pol'zovaniia uchastkom nedr mozhet predostavliat'sia dla razrabotki tekhnologii geologicheskogo izuchenii, razvedki i dobychi trudnoizvlekaemykh poleznykh iskopaemykh»* [Decree of the Government of the Russian Federation of February 12, 2022 No. 153 "On Amendments to the Decree of the Government of the Russian Federation of September 19, 2020 No. 1499 "On the Establishment of Types of Hard-to-Recover Minerals in respect of which the right to use a subsoil plot may be granted for the development of technologies for geological study, exploration and extraction of hard-to-recover minerals"]. Avialable at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/403428198/> (accessed 1 July 2022).
6. Shpurov I.V. *Nauchno-metodicheskoe obosnovanie effektivnoi razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefti iurskikh otlozhennii Zapadnoi Sibiri na osnove detaльnogo geologo-tehnologicheskogo modelirovaniia* [Scientific and methodological substantiation of the effective development of hard-to-recover oil reserves of the Jurassic deposits of Western Siberia based on detailed geological and technological modeling]. Doctoral thesis for the degree of Doctor of Technical Sciences: 25.00.17. ZapSibNIIIGG, Tyumen, 2015. 357 p.
7. *Federal'nyi zakon ot 15.10.2020 № 342-FZ «O vnesenii izmenenii v glavy 25.4 i 26 chasti vtoroi Nalogovogo kodeksa Rossiiskoi Federatsii»* [Federal Law No. 342-FZ of October 15, 2020 "On Amendments to Chapters 25.4 and 26 of Part Two of the Tax Code of the Russian Federation"]. Avialable at: <https://base.garant.ru/74758110/> (accessed 1 July 2022).
8. *Klassifikator TrIZ gaza. AO «Gazprom promgas»* [Classifier of hard-to-recover gas reserves. JSC "Gazprom promgaz"]. 2018.



И.С. Гутман
канд. геол.-мин. наук
ООО «ИПНЭ»¹
генеральный директор
РГГУ им. С. Орджоникидзе²
профессор
mail@ipne.ru



М.С. Спасеных
канд. хим. наук
Сколковский институт науки
и технологий
Центр добычи углеводородов³
директор
t.spasennykh@skoltech.ru



Е.В. Козлова
канд. геол.-мин. наук
Сколковский институт науки и технологий
Центр добычи углеводородов³
ведущий научный сотрудник
e.kozlova@skoltech.ru



В.И. Кочикянц
ООО «НДП Челаковское»⁴
генеральный директор
vikresurs@chepak.ru



А.М. Бондина
ООО «ИПНЭ»;
ведущий инженер геологического
отдела
bondina@ipne.moscow

Отнесение запасов на объектах углеводородного сырья к трудноизвлекаемым (ТрИЗ) на основе комплекса геолого-промышленных, петрофизических, литологических и геохимических исследований. Часть 2*

¹Россия, 129366, Москва, ул. Ярославская, 13А.

²Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23.

³Россия, 143026, Москва, ул. Нобеля, 3 (территория Инновационного Центра «Сколково»)

⁴Россия, 355017, Ставрополь, ул. Мира, 355/38, офис 6.

Во второй части статьи проанализированы отложения хадумской, кумско-керестинской, черекской свит и свиты Горячего ключа в пределах юго-восточного Предкавказья. На основе комплексирования геолого-промышленных, геофизических, петрофизических, литологических и геохимических методов исследования на макро-, микро- иnanoуровнях отложения хадумской и кумско-керестинской свит можно отнести к нефтематеринским, с коллекторскими пластами внутри керогенонасыщенных отложений. Кроме того, все перечисленные выше свиты палеогеновых отложений содержат низкопроницаемые коллекторы

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; хадумская свита; кумско-керестинская свита; черекесская свита; свита Горячего ключа; нетрадиционный коллектор; низкопроницаемые породы

*Часть 1 опубликована в 2022 г. в журнале «Геология и недропользование» № 2.

Часть 2. Отложения хадумской и других свит

Особенности макростроения льготируемых олигоценовых отложений хадумской свиты на территории Ставропольского края и подобие, а также отличие по сравнению с ниже залегающими свитами эоценовых отложений

На территории Ставропольского края палеогеновые отложения представляют собой наиболее сложный и нетрадиционный объект, с которым связывают выявление залежей нефти на юго-востоке Ставропольского края.

Палеогеновые отложения Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции характеризуются чередованием глинистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород. Отмечается два уровня с повышенным содержанием органического вещества в эоценовых-олигоценовых отложениях, когда осадконакопление происходило в морских условиях сероводородного заражения, способствующего сохранности органики в осадках. Такими уровнями для районов Предкавказья считаются кумские среднезооценовые отложения (верхи лютецкого и бартонский ярус), хадумская и баталпашинская свиты (рюпель-хатт олигоценового отдела).

В пределах этих отложений выделяют олигоценовые (хадумская свита), эоценовые (белоглинская, кумско-керестинская, черкесская свиты), палеоценовые (свита Горячего ключа) отложения.

На макроуровне проведена детальная корреляция разрезов скважин.

В ходе сопоставления разрезов скважин палеогеновых отложений были выделены четыре основные пачки (*рис. 1*):

- хадумская свита, представленная подсвитой Морозкиной балки, полбинской и пшехской подсвитами, прослеживающимися на всей изучаемой территории;
- кумско-керестинская, состоящая из двух частей;
- черкесская свита, залегающая на размытой поверхности палеоцена;
- свита Горячего ключа, полностью выклинивается в южном направлении.

Изучение разреза осуществляется с помощью последовательного палеопрофилирования. Изначально выравнивание выполнено на низы разреза (меловые отложения) (*рис. 2*), а затем выравнивание осуществлено на довольно на-

дежный репер (полбинскую подсвиту хадумской свиты) (*рис. 3*).

На *рис. 2* и *3* продемонстрированы два блока по разные стороны консидементационного разлома. Выделение блоков, ограниченных консидеметационными разломами, осуществлялось на основании изменения общих толщин изучаемых подразделений разреза.

Выделение выполнено по уменьшению толщин отложений кумско-керестинской и белоглинской свит, а так же по увеличению толщины верхней части хадумской свиты.

Обоснование НИЗКИХ фильтрационно-емкостных характеристик палеогеновых продуктивных отложений на основе промыслового-геологических исследований, данных анализа керна, интерпретации ГИС и геохимических исследований

Месторождения углеводородов палеогеновых отложений Ставропольского края характеризуются сложным геологическим строением и низкой продуктивностью выявленных залежей. Коллекторы чрезвычайно сложно построены, представлены глинистыми и глинисто-карбонатными листоватыми, плитчатыми и трещинными породами

В Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области промышленная нефтегазоность палеоцен-эоцен-олигоценовых отложений установлена на одноименных площадях Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района, где продуктивны отложения свиты Горячего ключа палеоцена; черкесской, кумско-керестинской свит эоценена и хадумской свиты олигоцена. Наибольший этаж нефтегазоности установлен на Прасковейской площади (Чепаковское месторождение). Также выявлены небольшие по размерам нефтяные скопления: месторождения Ачикулакское, Краевое, Кумское, Лесное, Озек-Суатское, Пашолкинское, Прасковейское, Родионовское, Южное, Южно-Озексуатское, Южно-Острогорское. Кроме того, на таких площадях как Нефтекумское, Подсолнечное, Владимировское получены неустойчивые и незначительные притоки нефти.

На Чепаковском месторождении по результатам испытаний отложений отмечена закономерность в смещении залежей нефти на юго-восточное погружение поднятия, а положение ВНК из-за резкой изменчивости продуктивности близрасположенных скважин принято условно по нижним границам интервалов, из которых получена нефть. Залежи пластовые сводовые, литологически экранированные.

Согласно литературным данным, в палеогеновое время на территории Восточного Предкавказья располагался относительно неглубокий морской бассейн с погружением дна в юго-восточном направлении.

В палеоценовое и раннеооценовое время обстановки были схожими, накапливались преимущественно терригенные отложения – алевро-глинистые, известково-глинистые.

Для разреза скважины Чепаковской 227П отмечается особенность состава отложений в нижней части черкесской свиты – наличие пропластков глинисто-кремнистых пород.

В течение поздне-черкесского и белоглинского времени тектонические условия были относительно стабильными, территория находилась в условия мелководного шельфа и характеризовалась накоплением известняков с незначительным количеством глинистой примеси. Об относительной мелководности (вероятно, в пределах 100 м) свидетельствуют текстуры биотурбации, как показатель условий, благоприятных для активной жизнедеятельности донных организмов при достаточном доступе кислорода.

Накопление битуминозных известняков кумско-керестинских отложений происходило на фоне стабильного погружения территории, вызвавшего некоторое увеличение глубины бассейна. Низкая скорость седиментации наряду с высокой биологической продуктивностью привели к формированию пород с повышенным содержанием органического вещества (3–4% по данным пиролитического анализа).

Отложения хадумской свиты характеризуют трансгрессивную фазу осадконакопления в олигоцене. В это время произошла значительная перестройка бассейна седиментации, его углубление, бассейн стал более обособленным. При этом в связи с климатическим охлаждением и усилением речного стока карбонатная седиментация сменилось на терригенную с накоплением преимущественно глинистых осадков.

Цикличность в хадумской свите также показывает пульсационные изменения глубины и состава вод бассейна. Короткий период восстановления относительно мелководных шельфовых условий выразился в формировании глинистых известняков полбинского горизонта. В периоды углубления и аноксических обстановок на морском дне образовывались пропластки глинисто-карбонатных пород и известковых аргиллитов, обогащенных органическим веществом.

Выполнено изучение кернового материала палеогеновой части разреза скв. 227П Чепаковского месторождения Восточно-Предкавказского нефтегазоносного бассейна (Северо-Кавказской НГП). При детализации литологии

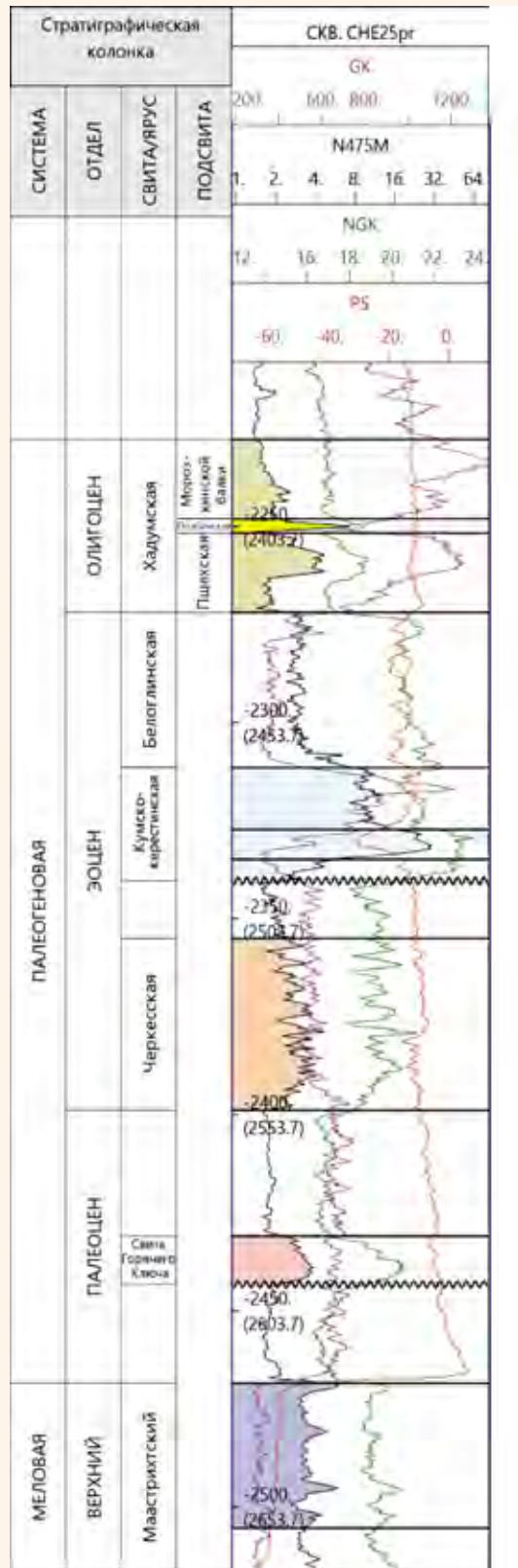


Рис. 1.
Геолого-геофизическая характеристика
и стратиграфическое расчленение изучаемого
интервала разреза

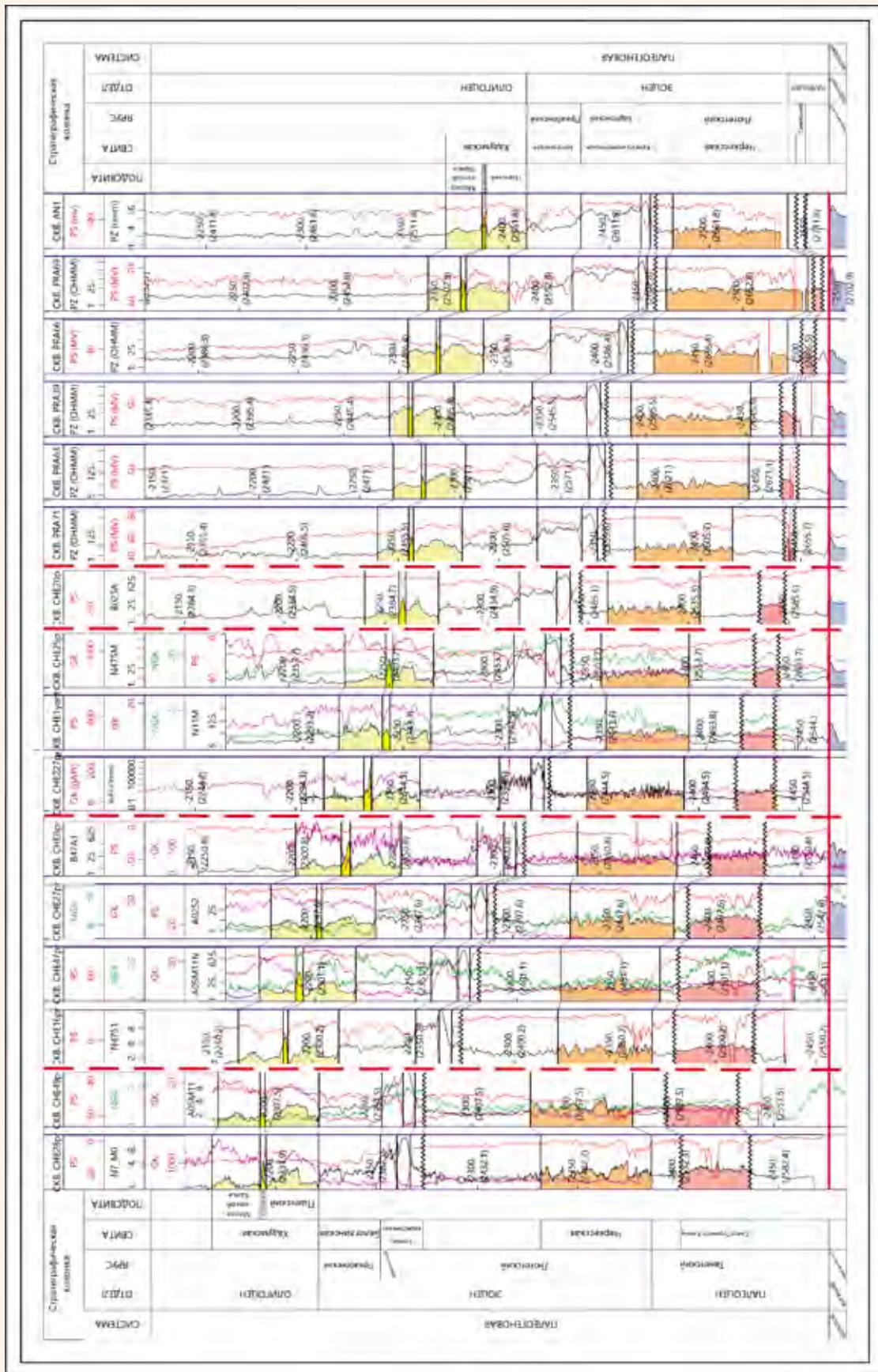


Рис. 2.
Схема детальной корреляции разрезов скважин по линии 1-1, выровненная на кровлю меловых отложений

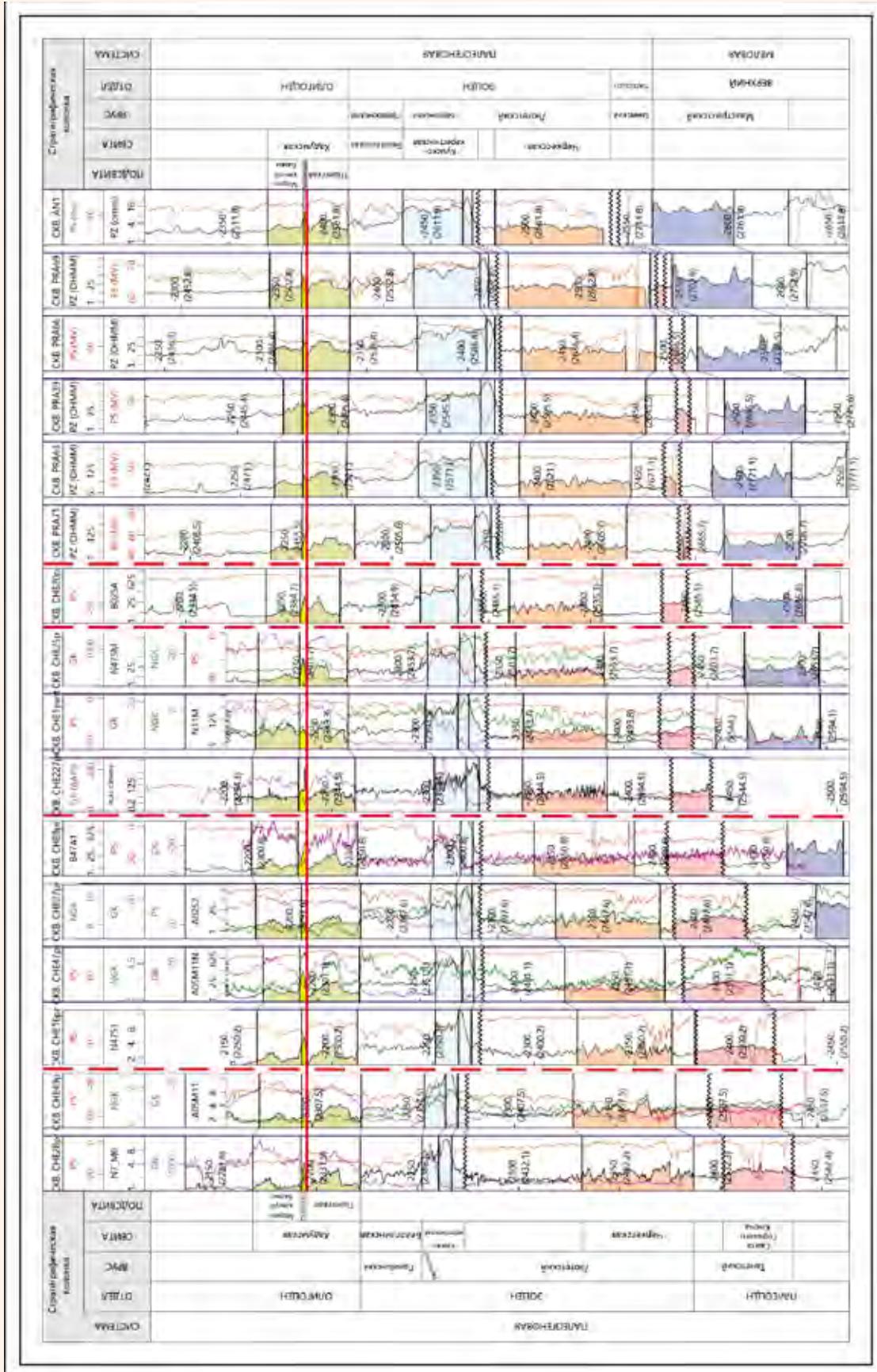


Рис. 3.
Схема детального коллекторного подзаборника скважин по линии 1-1, выполненная на подиуме ходимской свиты



Рис. 4.
Фотографии шлифов хадумской свиты

были выявлены характерные черты вторичных изменений отложений, связанных с насыщением флюидами.

Хадумская свита

Отложения хадумской свиты представлены в основном аргиллитами известковыми и аргиллитами тонкослоистыми. Эти аргиллиты обладают схожими структурными характеристиками – тонкой и линзовидной слоистостью, подчеркнутой скоплениями органического вещества. Для пород свиты также характерно присутствие значительного количества рассеянного органического вещества, придающего отложениям темно-коричневые и черные оттенки. Местами по органическому веществу наблюдается пиритизация, выраженная в выделении круглых зерен пирита, и единичные выделения доломита (*рис. 4*).

Хадумская свита охарактеризована исследованиями 5 стандартных образцов керна, и для

всех этих образцов характерна низкая проницаемость – ниже 0,1 мД при изменении пористости от 2,7 до 8,7% (*рис. 5*).

13 полноразмерных образцов керна, отобранных из интервала хадумской свиты, характеризуются пористостью от 1,7 до 7,3% и проницаемостью от 0,007 мД до 0,78 мД. При этом проследить хоть какую-нибудь корреляционную связь между коэффициентами пористости и проницаемости не удается.

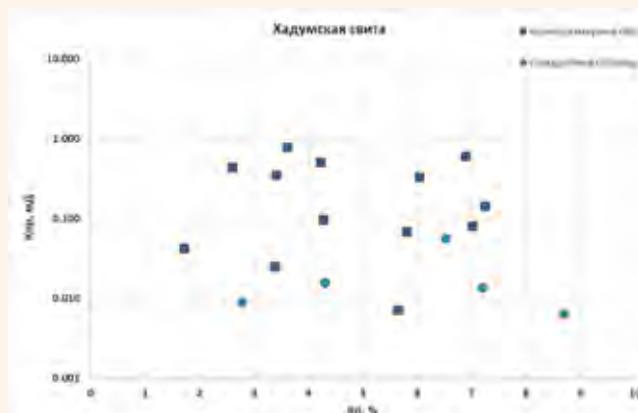
Генерационный потенциал хадумских отложений высокий, по пиролитическим характеристикам ОВ характеризуется как кероген II типа. Породы находятся в главной зоне нефтеобразования (стадия МК2) и уже исчерпали порядка половины исходного генерационного потенциала, хотя остаточный потенциал по-прежнему остается высоким (*рис. 6*).

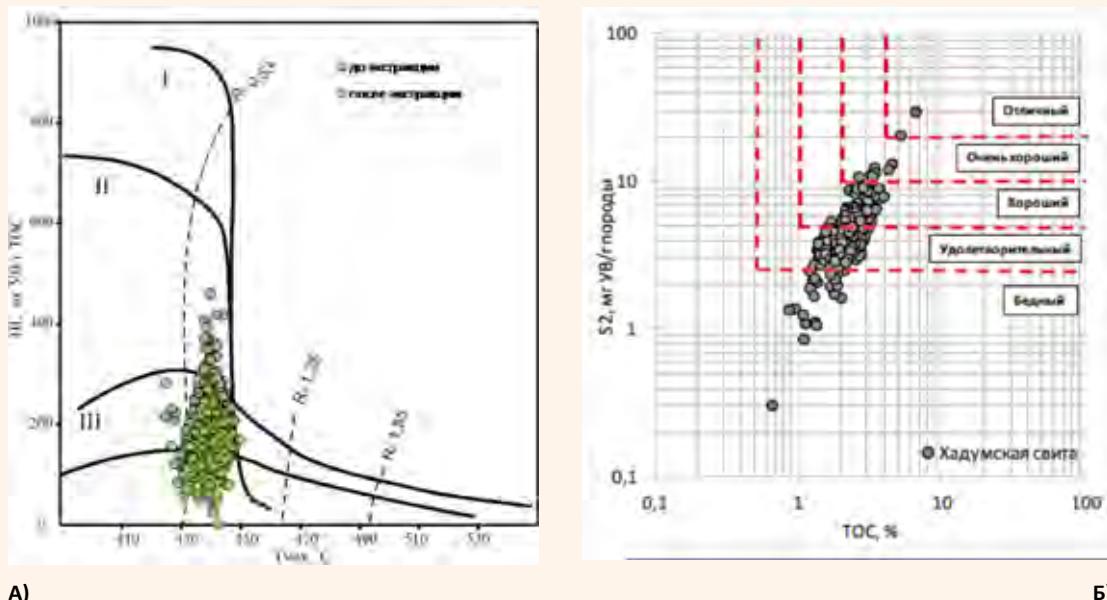
В составе хадумской свиты выделяются три подсвиты (снизу вверх) – пшехская (терригенно-глинистая), полбинская (карбонатная) и Морозкиной балки (терригенная с карбонатными прослойками). Наиболее однородной по характеристикам ОВ является пшехская подсвита. Породы пшехской подсвиты характеризуются наименьшим нефтегенерационным потенциалом среди палеогеновых нефтематеринских свит. По коэффициенту нефтенасыщенности OSI > 100 они похожи на коллектор II типа (нефтяные сланцы), но по всем другим параметрам, определяющим потенциальные коллекторские горизонты, этот интервал не попадает в перспективный.

Вышележащая полбинская подсвита содержит интервалы с более низкими значениями ТОС и более высокими – S1 (количеством легких нефтяных углеводородов).

По всем вышеперечисленным пиролитическим параметрам полбинская подсвита является

Рис. 5.
Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости для хадумской свиты





А)

Б)

Рис. 6.

А – модифицированная диаграмма Ван Кревелена, показывающая высокий генерационный потенциал хадумских отложений (III), находящихся на уровне нефтяного окна (образцы до экстракции – серый цвет, после экстракции – салатовый); Б – оценка генерационного потенциала

коллектором, аккумулирующим углеводороды. Это подтверждается высокими значениями индекса нефтенасыщенности (OSI) – более 300, высокими индексами продуктивности ($> 0,5$). Параметр $(S_0 + S_1)/\Delta S_2$ показывает преимущественное содержание в УВ легких компонентов.

В самом верхнем интервале – подсвита Морозкиной балки – среднее содержание органического углерода составляет 2,8 вес.%, и водородный индекс немного выше – 230 мг УВ/г ТОС. Здесь, в отличие от предыдущих, фиксируется наименьшее количество карбонатного материала в породах. Неравномерное содержание органического вещества обусловило возможность миграции новообразованных УВ внутри пласта. По признакам нефтенасыщенности по всему интервалу подсвиты Морозкиной балки выделяются небольшие (от десятков сантиметров до метра) прослои коллекторов II типа, при технической стимуляции пласта, могущих дать притоки.

Для хадумской свиты более подходит модель строения формации Баккен, где коллектор находится между двумя нефтематеринскими горизонтами. Однако по молекулярным параметрам в карбонатную полбинскую подсвиту преимущественно «отжимается» нефть из вышележащих отложений подсвиты Морозкиной балки. Хороший глинистый флюидоупор в кровле пшехской подсвиты (подтверждается данными ГИС и литологическим составом) не дает возможности для вертикальной миграции УВ. Возможно, это является причиной затормажива-

живания процессов нефтеобразования в керогенонасыщенных низкопроницаемых глинистых породах.

Кумско-керестинская свита

Кумская и керестинская свиты в данном разрезе не разделены между собой. Представлены известняками пелитоморфными, биоморфными (фораминиферовыми), детритово-биоморфными в разной степени глинистыми, обогащенными органическим веществом. Отмечаются остатки костей и чешуи рыб, включения пирита округлой формы. ОВ присутствует в рассеянном виде и в виде нитевидных включений (рис. 7).

Кумская свита охарактеризована 9 парными определениями пористости и проницаемости, выполненными на стандартных образцах и 6 парными определениями пористости и проницаемости, выполненными на образцах увеличенного диаметра (рис. 8).

Получить надежную корреляционную связь коэффициента пористости и коэффициента проницаемости не удается из-за большого разброса значений при маленьком количестве образцов.

Проницаемость образцов кумской свиты колеблется в диапазоне величин 0,001–0,06 мД при изменении пористости от 0,9 до 5,3%.

Наиболее обогащенными органическим веществом являются отложения кумского интервала (2891,6–2414,45 м, 74 образца). Содержание ТОС в них достигает 17,71 вес.% при средних значениях 4,31 вес.%. После экстракции количество ТОС закономерно уменьшается вви-

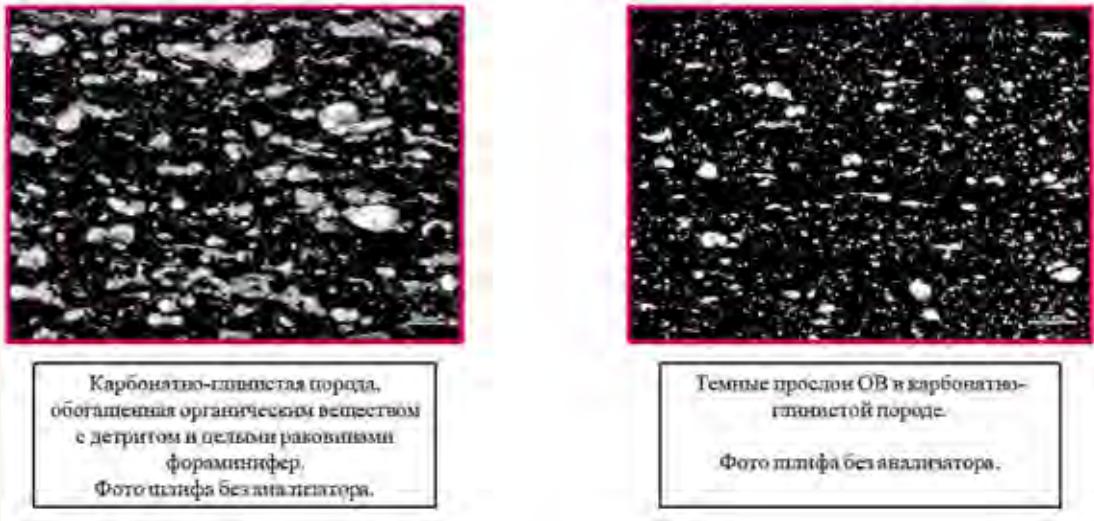


Рис. 7.
Фотографии шлифов кумско-керестинской свиты

ду отсутствия свободных и связанных углеводородов, и составляет, в среднем, 3,62 вес.%, при вариациях от 0,38 до 15,73 вес.%. Кумско-керестинские отложения карбонатны (представлены, преимущественно, известняками) с содержанием CaCO_3 от 11 до 85 вес.% (среднее – 44 вес.%).

После экстракции меняется и водородный индекс – до экстракции 323 мг УВ/г ТОС в среднем (максимально – 524 мг УВ/г ТОС), после – 309 и 569, соответственно. Такие вариации говорят о присутствии в кумско-керестинском разрезе разного количества УВ, а также о разных соотношениях легких и тяжелых УВ.

Органическое вещество (кероген II типа) послойно насыщает породу, в свою очередь, слоистую. Наблюдается интересная закономерность: в разрезе чередуются более и менее обогащенные прослои, что находит отражение в количестве органического углерода. В прямой корреляции с этим количеством находится и ге-

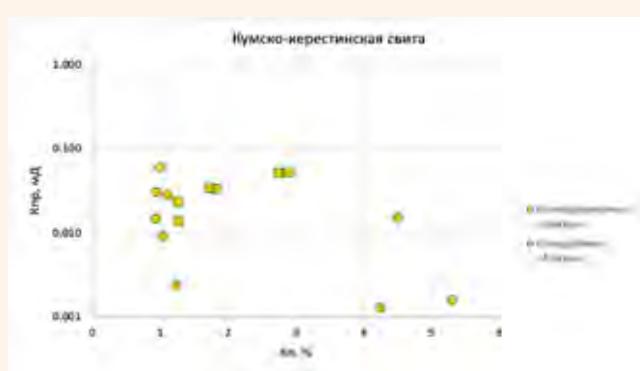
нетический потенциал. Наиболее обогащенным прослоям соответствуют и высокие водородные индексы, достигающие 500 мг УВ/г ТОС. Степень термической зрелости ОВ соответствует градации катагенеза МК2.

По результатам геохимических исследований в разрезе кумско-керестинских отложений выделяются потенциально продуктивные интервалы («коллектор I типа» и «коллектор II типа») (рис. 10).

Коллекторы I типа (керестинские отложения) содержат свободные УВ, которые были сгенерированы ОВ нефтематериковых пород в интервале единой толщи. Это хорошо подтверждается данными молекулярных исследований.

Коллекторы II типа (кумские отложения) также содержат повышенное количество новообразованных УВ, однако их добыча возможна только с использованием технического приобщения пласта (например, ГРП или тепловое воздействие). Эти углеводороды характеризуются физико-химическими связями с керогеном и адсорбированы на поверхности глинистых частиц минеральной матрицы. Экстракти в интервалах, выделенных как коллектор II типа, отличаются молекулярными параметрами, указывающими на более ранние этапы нефтегенерации, по сравнению с нефтематеринскими породами в генерирующих интервалах. Это свидетельствует о том, что генерация началась раньше, и новообразованные легкие углеводороды перераспределились внутри генерирующего пласта в горизонты с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами или пониженным содержанием керогена. Косвенно это находит отражение и в результатах кинетических исследований.

Рис. 8.
Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости для кумской свиты



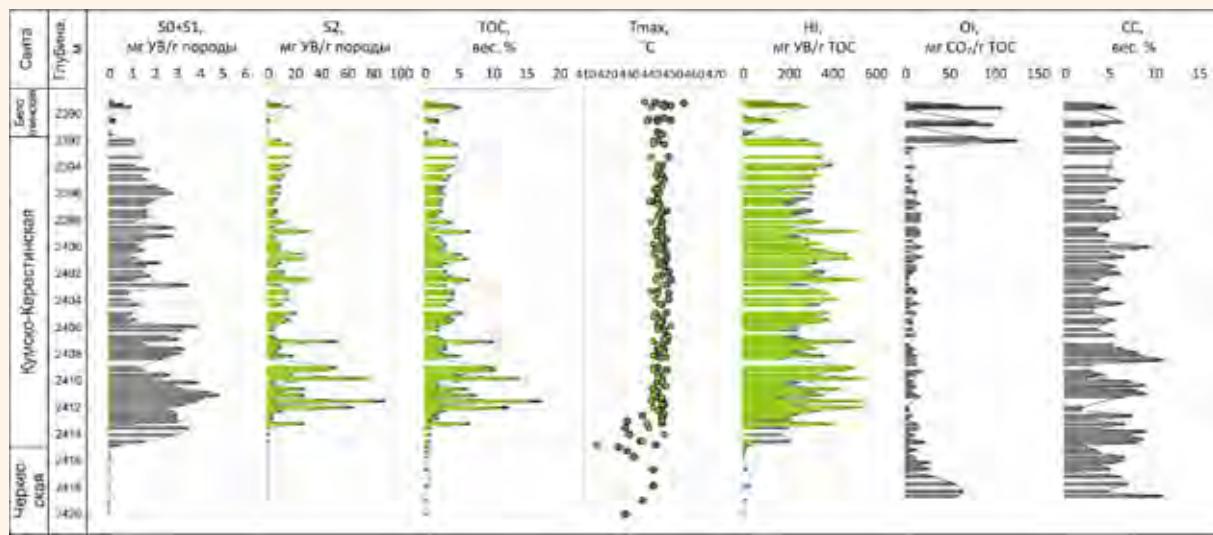


Рис. 9.

Пиролитические характеристики органического вещества кумско-керестинских отложений скв. 227 Чепаковского месторождения (геохимический каротаж) «до» (серый цвет) и «после» экстракции (салатовый цвет)

Наблюдается разница между гистограммами энергий активации нефтегенерирующих и коллекторских интервалов. Предположительно, исходные «коллекторские» прослои были обеднены органикой по сравнению с окружающими породами, и именно там органическое вещество быстрее преобразовывалось. Там же меньшее количество керогена давало возможность новообразованным углеводородам мигрировать. При сравнении спектров наименьшие энергии активации ($E_a = 52$ ккал/моль) фиксируются в генерирующих пластах, тогда как в потенциально коллекторских горизонтах спектр начинается с 53 ккал/моль.

Для кумско-керестинских отложений есть признаки не только перераспределения новообразованных УВ внутри толщи, но и «выдавливания» легкой нефти в нижележащий слой, очевидно, с немного более хорошими ФЕС (коллектор I типа).

Черкесская свита

Черкесская свита представлена глинистокремнистыми породами с прослойми аргиллитов алевритовых серого, зеленовато-серого и темно-серого цветов. В породах присутствуют зерна кварца, слюды, глауконита, мелкий углефицированный растительный дегрит. Среди

Рис. 10.

Пиролитические характеристики органического вещества кумско-керестинских отложений скв. 227 Чепаковского месторождения, показывающие нефтенасыщение отдельных горизонтов (лиловый цвет – коллектор I типа, розовый цвет – коллектор II типа)

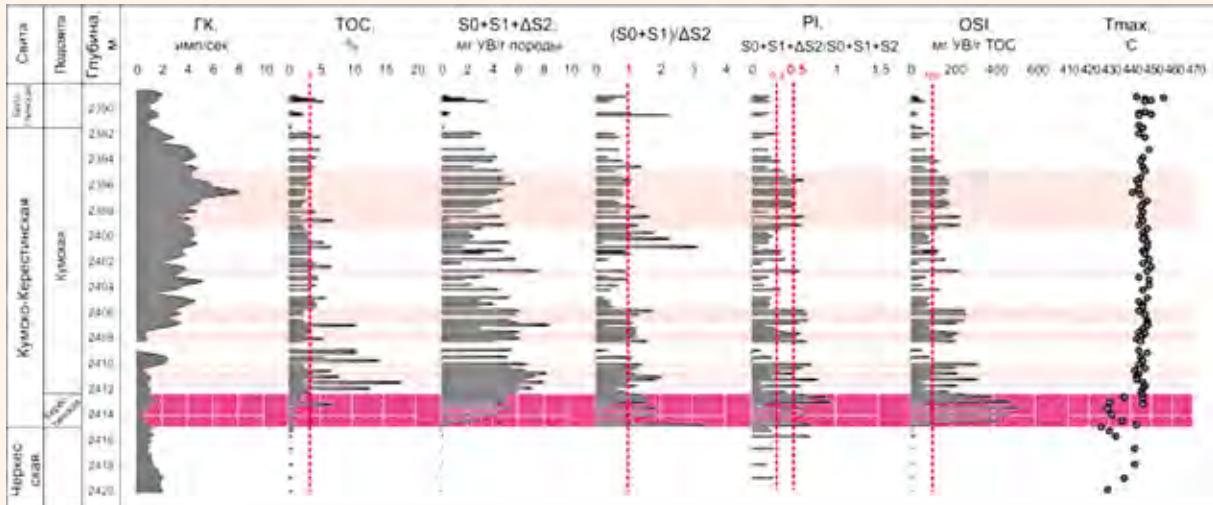




Рис. 11.

Фотографии шлифов черкесской свиты

вторичных процессов отмечена пиризация. На микроуровне фиксируется переслаивание, подчеркнутое присутствием обломочного терригенного материала и микрозернистыми слойками, обогащенными рассеянным органическим веществом (*рис. 11*).

Черкесская свита охарактеризована 46 парными определениями коэффициентов пористости и проницаемости на стандартных образцах керна. Кроме того, выполнено 9 парных определений коэффициента пористости и коэффициента проницаемости на образцах увеличенного диаметра.

Проницаемость образцов стандартного размера не превышает 0,12 мД, проницаемость образцов увеличенного диаметра не превышает 0,3 мД (*рис. 12*).

По пиролитическим данным, в нижней части свиты количество карбоната (за исключением нескольких прослоев, обогащенных 19–20 вес.% CaCO_3) составляет 1–2 вес.%, в верхней части содержание CaCO_3 в среднем составляет 46 вес.%. В карбонатной части ОВ практически отсутствует (следовые количества TOC 0,4 вес.%), вниз по разрезу содержание TOC – 0,7 вес.% (в среднем) в основном, за счет остаточного, непиролизуемого углерода в мелком углефицированном растительном детрите в глинистой массе. В кровельной части черкесской свиты (2414,7–2417,9 м) опять происходит обогащение породы непиролизуемым (остаточным) ОВ (средние значения TOC составляют 0,6 вес.%) и переход к керогенонасыщенному кумско-керестинскому интервалу. Переходный образец 325 (глубина по керну – 2414,75 м) отличается от нижележащих пород повышенным содержанием легких УВ ($S_0 + S_1 = 0,51$ мг УВ/г породы) в высококарбонатном образце (92 вес.% карбонатного материала).

Пиролитические параметры $S_0 + S_1$ очень низкие, в среднем – 0,07 мг УВ/г породы в ниж-

ней части свиты и 0,02 – в верхней. Параметр S_2 в нижней части больше – 0,25 мг УВ/г породы (максимум 0,62) против 0,7 – в верхней. Эти маленькие значения отражаются и в низком водородном индексе (максимальный HI 71, в среднем составляет 30 мг УВ/г TOC) и в вариациях температуры T_{\max} (*рис. 13А*). Кислородные индексы высокие (21–244, в среднем – 70 мг CO_2 /г TOC), что соответствует высокой степени окисления органического вещества в процессе седиментации и диагенеза. Из-за низких содержаний углеводородов в ОВ интерпретация пиролитических индексов становится некорректной; генерационный потенциал очень низкий (*рис. 13Б*), а диаграмме TOC/ S_2 отражается как бедный.

Свита Горячего ключа

Свита Горячего ключа сложена аргиллитами известковистыми с алевритовой примесью. На уровне шлифов отмечены следы корней растений, сложенные глинистым материалом темно-коричневого цвета (*рис. 14*).

Свита горячего ключа охарактеризована 30 парными определениям коэффициента пористости и коэффициента проницаемости. Лабораторные исследования керна на полноразмерных образцах не проводились. Как видно из приведенной иллюстрации (*рис. 15*), проницаемость образцов весьма низкая. Разброс значений коэффициента проницаемости составляет 0,003–0,36 мД при изменении коэффициента пористости от 4,8 до 6,7%. Такой узкий диапазон изменения пористости не позволяет провести линию зависимости Кп(Кп).

По пиролитическим данным, в породах свиты Горячего Ключа содержится остаточное количество органического углерода в среднем 0,76 вес% при вариациях от 0,33 до 1,13 вес%. Такое значительное содержание TOC в породе присут-

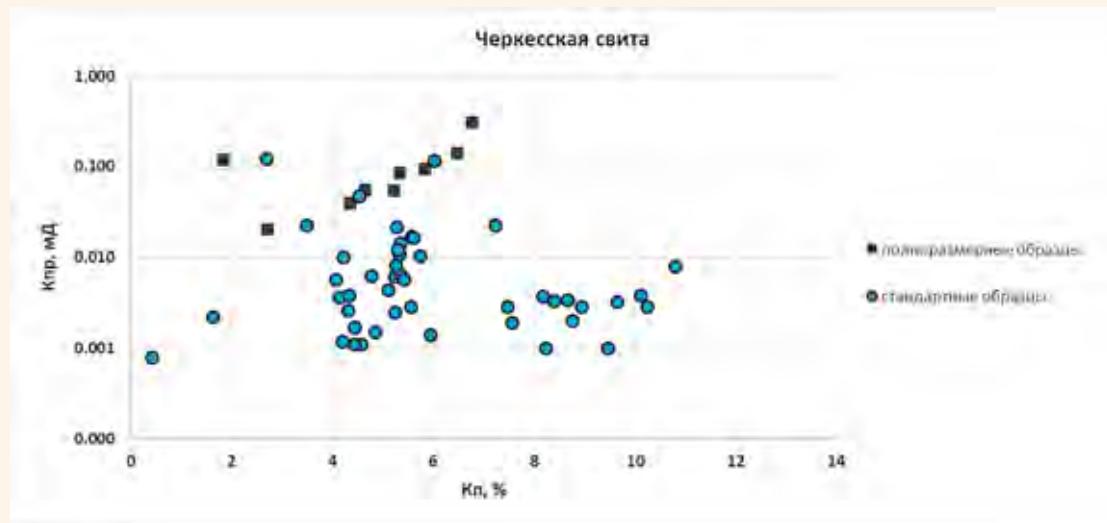


Рис. 12.

Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости для черкесской свиты

ствует, по-видимому, благодаря многочисленному углефицированному растительному дегриту в алевритовой примеси глинистых отложений. Из-за этого породы приобретают темный, практически черный цвет.

При таких повышенных (кларковое содержание C_{opr} 0,5 вес%) концентрациях ТОС, основная его доля приходится на остаточный, непиролизуемый органический углерод (пиролитический параметр NGOC). Отношение пиролизуемого (GOC) и общего органического углерода ($\text{Kgoc} = \text{GOC}/(\text{GOC+NGOC}) \cdot 100\%$) составляет в среднем 6% (при вариациях от 2 до 12), что свидетельствует об израсходовании генерационного потенциала

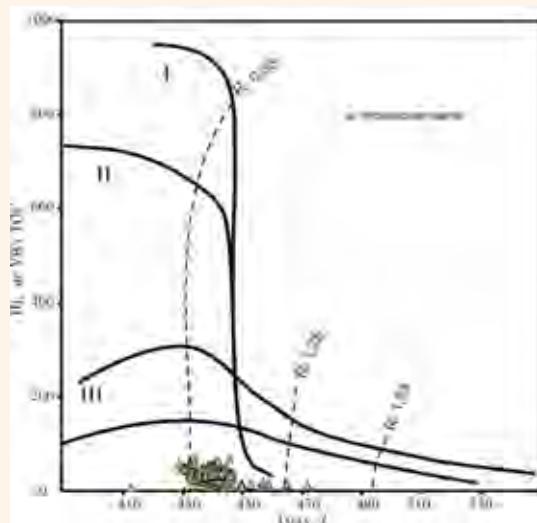
отложений, либо о его плохой сохранности и высокой степени окисленности. По полученным пиролитическим данным ($\text{HI} = 24 \text{ мг УВ/g ТОС}$ (рис. 16А) и $\text{OI} = 43 \text{ мг CO}_2/\text{г ТОС}$ – обычно такой тип керогена называют IV или остаточным) невозможно судить об исходном потенциале нефтематеринских отложений (рис. 16Б).

Пиролитические показатели углеводородов в органическом веществе породы крайне малы: $S0+S1$ составляет в среднем 0,05 мг УВ/г породы (максимальное значение – 0,15 мг УВ/г породы), $S2$ достигает 0,38 при средних значениях 0,19 мг УВ/г породы. При таких низких значениях параметр T_{max} становится малоинформационным, т.к.

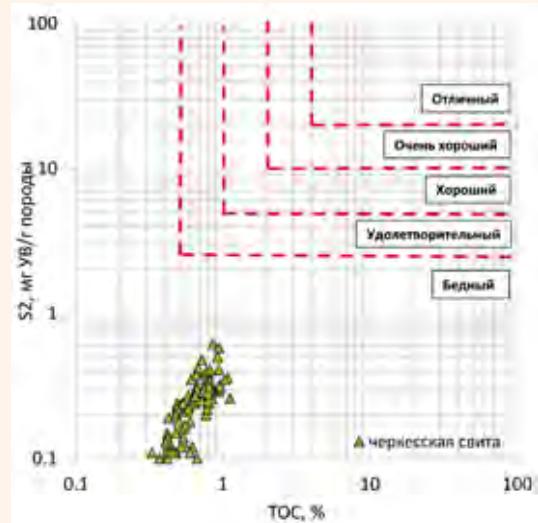
Рис. 13.

А – модифицированная диаграмма Ван Кревелена, показывающая очень низкий генерационный потенциал отложений черкесской свиты (IV тип керогена), находящихся на уровне нефтяного окна; Б – диаграмма $S2/\text{TOC}$, показывающая бедный генерационный потенциал отложений

А)



Б)



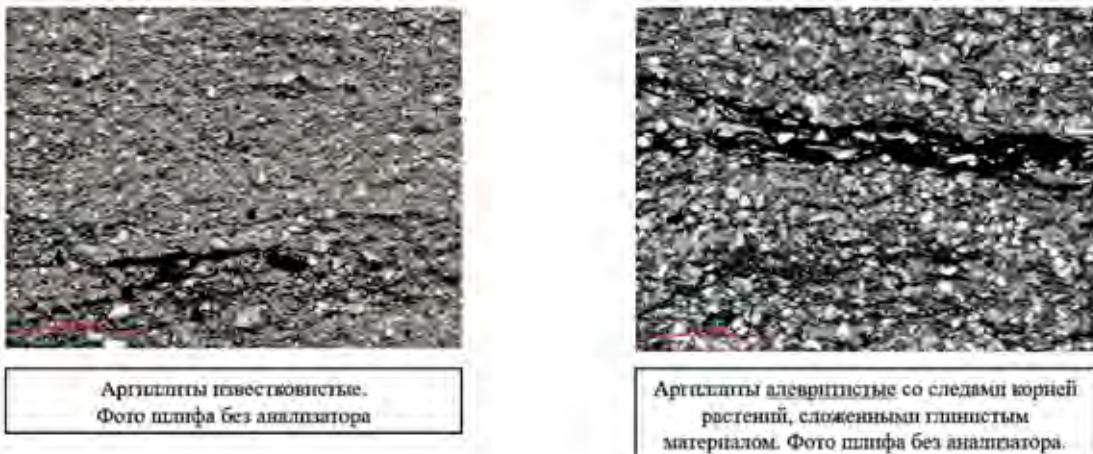


Рис. 14.
Фотографии шлифов свиты Горячего ключа

пик S2 получается размазанным, и корректно определить температуру невозможно.

Свиты Горячего Ключа и черкесская практически не содержат фоссилизированного органического вещества. Значения ТОС выше кларковых (0,5–0,8 вес.%) здесь определяются присутствием углефицированного растительного дегрита в алеврите (и зеленый цвет, и дегрит свидетельствуют о близком источнике сноса с континента и развитии субокислительных обстановок во время осадконакопления). Тем не менее, из трещинноватого коллектора черкесской свиты получен приток нефти, а в отложениях свиты Горячего ключа зафиксирована нефтяная пленка. Отсутствие резервуарных пиролитических характеристик в этих породах, по-видимому, свидетельствует об очень легких фракциях в трещинноватой зоне черкесских отложений, их полное испарение из-за длительно го хранения керна. Однако, не видя нефтенасы-

щения, мы также не видим и следов миграции, которые неминуемо должны были сохраниться в низкопроницаемых отложениях.

Выводы

По всему интервалу палеогенового разреза отмечены пониженные фильтрационно-емкостные характеристики пород. Породы встречаются как терригенные, так и карбонатизированные и карбонатные, но практически во всех случаях это глинистые (или тонкозернистые) разности, мергели и массивные известняки без порового пространства. Цвет исследованных пород преимущественно серый, светло-серый до темно-серого, почти черного. Отмечена послойная трещиноватость пород. Трещины раскрыты, в редких случаях залеченные карбонатным материалом.

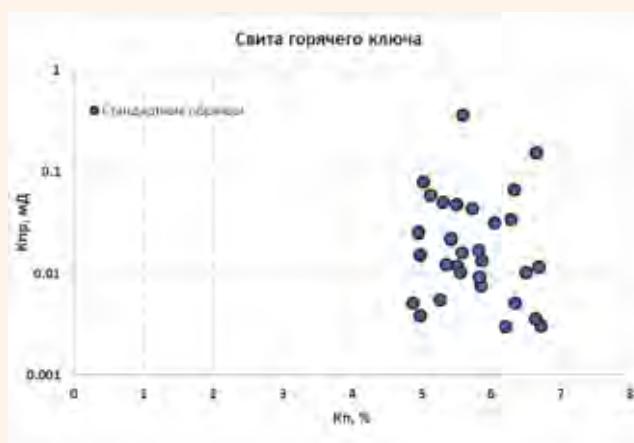
По результатам лабораторных исследований кондиционных образцов керна из скважины 227П выполнен анализ показателей проницаемости коллекторов Хадумской, Кумско-Керестинской, Черкесской свиты и свиты Горячего Ключа (**рис. 17**).

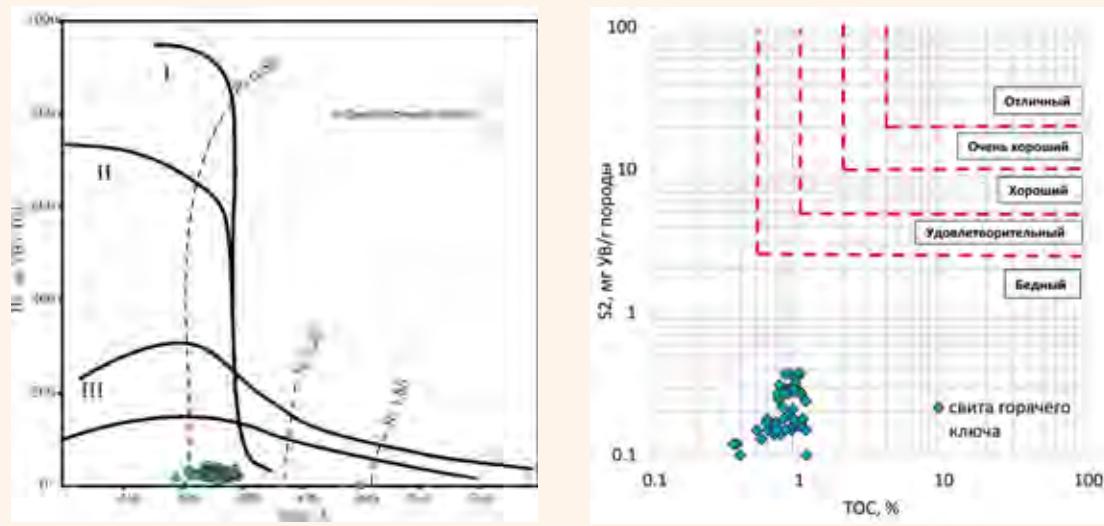
Как видно из приведенной иллюстрации, свиты различаются по пористости, но при этом для них всех характерен примерно один и тот же диапазон изменения коэффициента проницаемости. При этом величина проницаемости практически не зависит от значения коэффициента пористости и для всех рассматриваемых объектов проницаемость является очень низкой.

На основе литологических и пиролитических исследований было выполнено изучение объекта на **наноуровне**.

По всему разрезу наблюдается изменение количественных и качественных характеристик органического вещества в разных интервалах разреза, соответствующих различным свитам.

Рис. 15.
Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости для свиты горячего ключа





А)

Б)

Рис. 16.

А – модифицированная диаграмма Ван Кревелена, показывающая очень низкий генерационный потенциал отложений свиты горячего ключа (IV тип керогена), находящихся на уровне нефтяного окна; Б – диаграмма S_2/TOC , показывающая бедный генерационный потенциал отложений

На рис. 18 показано распределение органического вещества, его количественные характеристики в свитах – Горячего ключа, черкесской, кумско-керестинской, белоглинской и хадумской. Детальный пробоотбор позволил выявить особенности строения керогенонасыщенных свит. На основании детального пиролиза Рок-

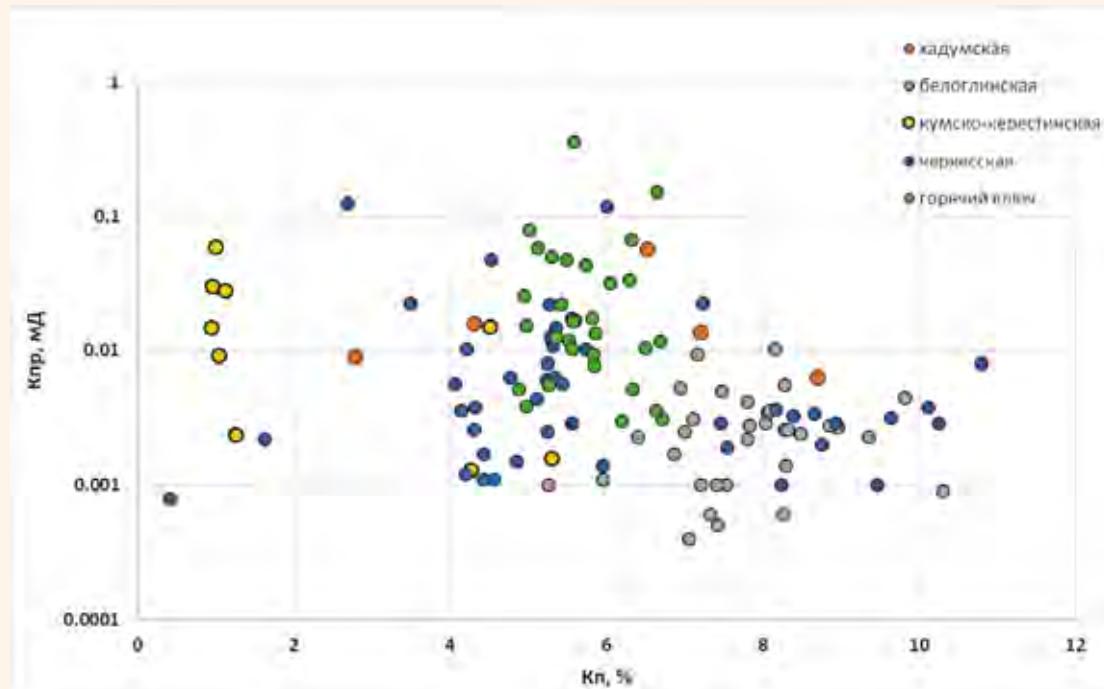
Эвал в разрезе выделены интервалы, обогащенные сингенетическим органическим веществом.

По пиролитическим признакам в разрезе уверенно выделяются два интервала керогенонасыщенных отложений – хадумская и кумская свиты.

Проведенные исследования наnanoуровне свидетельствуют о том, что отложения кумско-

Рис. 17.

Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости для хадумской, кумско-керестинской, черкесской свит и свиты Горячего ключа



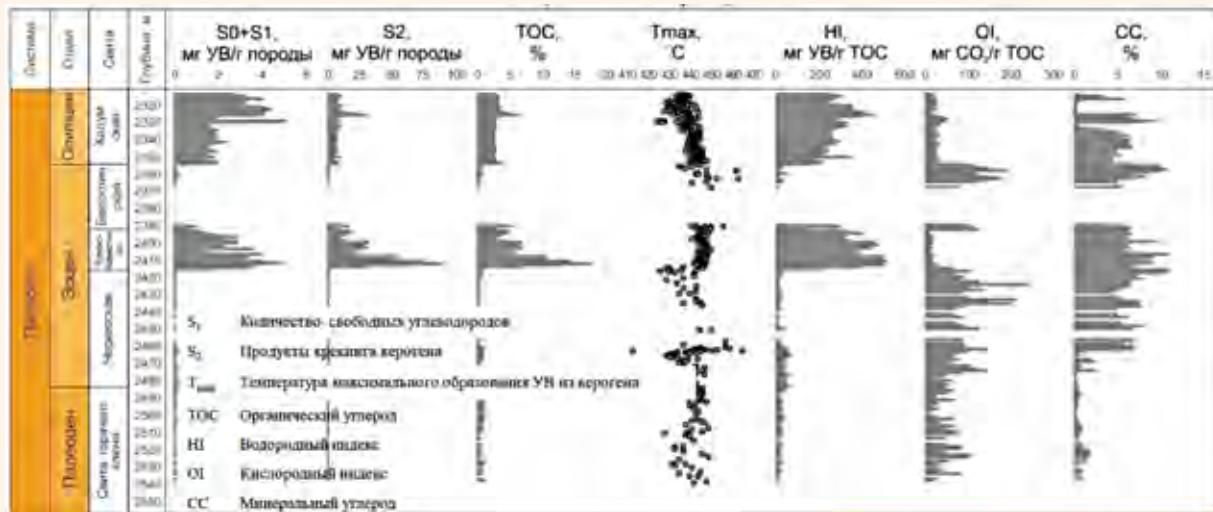


Рис. 18.

Пиролитические характеристики органического вещества палеогенового разреза скв. 227 Чепаковского месторождения (геохимический каротаж)

керестинской, черекесской свит и свиты Горячего ключа по своим сверхнизкопроницаемым качествам сопоставимы с отложениями олигоценового типа (хадумской свиты). Вместе с тем, отложения кумско-керестинской свиты являются нефтематеринскими и их следует оценивать как отложения олигоценового типа. Необходимо подчеркнуть отсутствие признаков миграции углеводородов между свитами палеогеновых отложений.

Свиты палеогеновых отложений участка работ (хадумская, кумско-керестинская, черекесская и свита Горячего ключа) имеют характерные отличительные особенности, но в целом их можно отнести к трудноизвлекаемым запасам по ряду признаков.

Нефтематеринскими свитами являются хадумская и кумско-керестинская, тогда как обе эти свиты, а также черекесская и свита горячего ключа являются низкопроницаемыми. ◻

UDC 553.98;550.8.05

I.S. Gutman, PhD, General Director, LLC "IPNE"¹, Professor of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting², mail@ipne.ru

M.Yu. Spasennykh, PhD, Director of Hydrocarbon Production Center of Skolkovo Institute of Science and Technology³, m.spasennykh@skoltech.ru

E.V. Kozlova, PhD, Leading Researcher of Skolkovo Institute of Science and Technology³, e.kozlova@skoltech.ru

V.I. Kochikyants, General Director of NDP Chepakovskoye LLC⁴, vikresurs@chepak.ru

A.M. Bondina, leading engineer of the geological department, LLC "IPNE"¹, bondina@ipne.moscow

¹13a Yaroslavskaya str., Moscow, 129366, Russia.

²23 Miklouho-Maclay str., Moscow, 117997, Russia.

³Building 3, Nobel str., Moscow, 143026, Russia.

⁴355/38 office 6, Mira str., Stavropol, 355017, Russia.

Classification of Reserves at Hydrocarbon Sites as Hard-to-recover (HRR) Based on a Complex of Geological and Field, Geophysical, Petrophysical, Lithological and Geochemical studies. Part 2

Abstract. The second part analyzes the deposits of the Khadum, Kuma-Kerestinsky, Circassian and Goryachiy Klyuch Formations within the southeastern Caucasus. Based on the integration of geological and field, geophysical, petrophysical, lithological and geochemical research methods at the macro-, micro- and nanolevels, the deposits of the Khadum and Kuma-Kerestinsky suites can be attributed to oil source, with reservoir layers inside kerogen-saturated deposits. In addition, all the suites of Paleogene deposits listed above contain low-permeability reservoirs.

Keywords: hard-to-recover reserves; Khadum Formation; Kuma-Kerestinsky suite; Circassian retinue; retinue of the Hot Key; unconventional collector; low-permeability rocks



А.П. Бачков
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина¹
начальник управления по геологии
нефтяных и газовых месторождений
bachkovap@tatneft.ru



С.Е. Войтович
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Татарское геологоразведочное
управление³
главный геолог
voytovich@tatneft.ru



В.Г. Базаревская
канд. геол.-мин. наук
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТатНИПИнефть²
заместитель директора по научной работе в области
геологии трудноизвлекаемых запасов
bazarevskaya@tatnipi.ru



Р.Р. Ханбикова
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТатНИПИнефть²
ведущий специалист проектного офиса по
подсчету запасов нефти и газа и проектной
технологической документации
hanbikovarr@tatnipi.ru

Залежи доманиковых продуктивных отложений – трудноизвлекаемые или традиционные запасы?

¹Россия, Республика Татарстан, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

²Россия, Республика Татарстан, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 40.

³Россия, Республика Татарстан, 420021, Казань, ул. Татарстан, 14/59

Все большую актуальность в последнее время приобретают проблемы ранжирования запасов по качественным признакам. Вопросы отнесения определенных видов запасов к «категории трудноизвлекаемых запасов» рассматриваются в Министерстве природных ресурсов РФ уже более 20 лет. Одним из таких вопросов является стратиграфическая приуроченность горизонтов карбонатного девонского комплекса к доманиковым продуктивным отложениям. В данной работе изучена хронология понятия «доманиковые продуктивные отложения», насчитывающего более двух столетий; сопоставлены стратиграфические схемы девонских отложений на территории России; рассмотрено распространение доманиковой толщи на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции; определены геолого-геофизические характеристики продуктивных отложений и геохимические свойства содержащегося в них органического вещества. В статье отмечаются подходы и методы изучения, выделения перспективных зон и освоения доманиковых отложениях, успешно применяемые в ПАО Татнефть

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; доманиковые отложения; стратиграфический комплекс; формация; органическое вещество; нефтематеринская порода; фильтрационно-емкостные свойства; гидроразрыв пласта

0

проблеме отнесения определенных видов запасов к трудноизвлекаемым в последние 20–30 лет много споров в печати и на различного вида совещаниях и конференциях.

Ранжирование запасов по качественным признакам предполагает выделение в общей структуре нефтесодержащих объектов групп пластов, дифференцированных по совокупности факторов, определяющих их доступность для разработки.

Наиболее сложные для разработки объекты стали именоваться широким понятием «трудноизвлекаемые запасы» (ТрИЗ). Совокупность всех ТрИЗ объединяет залежи, эксплуатация которых характеризуется низкими экономическими показателями.

Доля ТрИЗ за последние двадцать лет превысила 50%. В настоящее время они составляют большую часть сырьевой базы РФ [1].

Впервые разделение разведанных запасов по стратиграфическим комплексам, глубинам, типам коллекторов, сернистости (содержание серы в нефти в %: малосернистые – до 0,5, сернистые – 0,5–2, высокосернистые – более 2), плотности (менее 0,87 г/см³ – легкие; 0,87–0,9 г/см³ – средней плотности, более 0,9 г/см³ – тяжелые нефти), вязкости (более 30 мПа·с – высоковязкие нефти), проницаемости (малопроницаемые < 0,05 мкм²), а также выделение запасов нефти подгазовых залежей введено согласно письму Министерства природных ресурсов РФ от 08.10.1996 № ВБ-61/2594 «Методические рекомендации по заполнению формы 6-ГР (нефть, газ, компоненты)», хотя понятие «трудноизвлекаемые» в документе еще не обозначено.

Понятие «категория трудноизвлекаемые запасы» законодательно утверждено согласно приказу Министерства природных ресурсов РФ № 41 от 13.02.1998 в документе «Временные критерии отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых», где «трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». В этом же документе детализировано, что это: «запасы, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти; запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек; запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных

для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин».

И спустя более 20 лет очередным витком по усилению вовлечения в разведку и разработку трудноизвлекаемых запасов стало постановление Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может представляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых». Согласно документу, к трудноизвлекаемым отнесена: «нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенными к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям; сверхвязкая нефть, добываемая на участках недр, содержащих нефть вязкостью – 10000 мПа·с и более; нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенными к ачимовским продуктивным отложениям, с показателем проницаемости – не более 2·10⁻³ мкм²; нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенными к тюменской свите».

Также следует отметить, что в главах 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации в ст. 342.2 вводится понятие «о коэффициентах, характеризующих степень сложности добычи нефти и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья». Эти коэффициенты применяются к конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенными к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости – не более 2·10⁻³ мкм² и т.д.

Основной спор сегодня между специалистами-нефтяниками касается стратиграфической приуроченности горизонтов карбонатного девонского комплекса к доманиковым продуктивным отложениям. Одни специалисты считают, что согласно приказу № 824 «Об утверждении стратиграфических характеристик (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых» от 02.11.2021 Министерства природных ресурсов и экологии РФ к доманиковым продуктивным отложениям Республики Татарстан относятся доманиковые и мендымские (dm+md) отложения и дома-

никовые (пл. $D_3^{fr_{2-3}} + D_3^{fm}$), т.е. саргаевский, доманиковый, мендымский, воронежский, евланово-ливенский, задонско-елецкий, данково-лебедянский горизонты и заволжский надгоризонт.

Другие специалисты почему-то считают, что этот документ учитывает только «доманиковый горизонт в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых».

Ответить на этот вопрос частично поможет изучение хронологии понятия «доманиковые продуктивные отложения». Значительное количество исследователей занимались вопросами изучения и стратификации данного вида разреза, более детально остановимся на некоторых из них. Впервые в 1809 г. Т.С. Борноволоков выделил залежи «доманита»-горючего сланца на берегах реки Ухта и дал их макроскопическую и химическую характеристику [2]. В 1843 г. впервые А. Кайзерлинг сделал вывод, что в Ухтинском районе «носителем нефти является доманик-мергеливо-глинистый сланец, пропитанный нефтью».

В 1966 г. В.И. Драгунов и др. выделили «формацию доманикоидную» в нижне-среднекембрийских отложениях Сибирской платформы. Темно-серые и черные известняки и доломиты, глинистые и кремнистые, часто тонкослойчатые, сильно пиритизированные, в той или иной мере обогащенные терригенными примесями, переходящие в черные битуминозные сланцеватые мергели и алевроаргиллиты с различным содержанием карбонатов. Образование формации связывается с зонами некомпенсированного прогибания. Замещается ленской и доманиковой формами. Распространена также в верхнепротерозойских отложениях Сибирской платформы и в окружающих ее миогеосинклиналях байкалид.

В начале 1980 г. Г.И. Гурари в своих исследованиях именовал глинистые породы-коллекторы месторождений Западной Сибири и Прикаспийской впадины доманикитами [3], Б.А. Лебедев с соавторами – карбонатно-сапропелево-глинисто-кремнистыми отложениями [4], И.И. Нестеров – баженитами [5].

В работах Ф.Г. Гурари отмечено, что геологические особенности доманикитов во многом определялись климатом, при котором происходило их накопление. Доманикитам, образованным в аридном климате, соответствуют отложения верхнего подраздела пермской системы (Цехштейн) Европы, пермские отложения в Пермском бассейне США и другим доманикитам, образованным в гумидном климате, соответствуют отложения баженовской и тутлейм-

ской свит Западной Сибири. Гумидные доманикиты отличаются от аридных более высоким содержанием алевро-песчаной примеси (5–10% против 1–2%). Эти толщи различаются и по карбонатности, которая «угнетена» в гумидном типе, но играет решающую роль в аридном. Кроме того, аридные доманикиты обычно соседствуют с рифами и затем с эвапоритовыми лагунами, гумидные – с разнофациальными терригенными песчано-алеврито-глинистыми накоплениями, среди которых нередко присутствует кора выветривания [3].

В 1970 г. С.В. Максимовым введено понятие «доманиковая формация» – кремнисто-карбонатная формация, сложенная толщами переслаивания темных битуминозных известняков с кремнистыми, глинисто-кремнистыми известняками, кремнистыми мергелями, кремнистыми аргиллитами, силицитами, также встречены маломощные прослои доломита и горючих сланцев. Доманиковая формация накапливалась в относительно глубоководных обстановках погруженного внешнего шельфа и содержит значительное количество C_{opr} , обладает высоким нефтематеринским потенциалом [6]. По мнению О.И. Супруненко, М.А. Тугарова доманиковые фации или доманикиты – высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского преимущественно биогенного автохтонного генезиса [7].

Термин «доманиковые продуктивные отложения» произошел от названия «доманик», употребляющегося для наименования отложений свиты верхнего отдела девонской системы Ухты и Южного Урала. Аналоги этой свиты (по С.Г. Неручеву, Е.А. Рогозиной, И.А. Зеличенко, 1980) развиты на северо-восточном склоне Южного Тимана, в Пермской области, Удмуртии, Татарстане и Башкортостане [8], по В.И. Драгунову и Г.И. Гурари – в отложениях Западной Сибири [3] и т.д.

Необходимо также отметить еще одну проблему, которая осложнила восприятие термина «доманиковые продуктивные отложения». Несмотря на то, что в энциклопедическом словаре Ф.А. Брокгауза и И.А. Ефона 1907 г. выпуска было дано понятие «доманик (геолог) – горючий сланец с р. Ухты и Сед-Ю (Печорский край), от темно-бурого до черного цвета, мощностью 60–90 м; относится к верхнему отделу девонской системы; из его слоев вытекает значительное количество нефти», изначально в стратиграфической схеме ВНИГНИ 1958 г. доманиковый горизонт не фигурировал, в центральной области Русской платформы среднефранский ярус верхнего отдела девонской системы состоял из рудкинского, семилукского, алатырского горизонтов.



Рис. 1.

Сопоставление унифицированных схем среднего и верхнего палеозоя

По Унифицированной схеме стратиграфии и корреляции девонских отложений ВУНГП (1959 г.) в западных и юго-западных районах Куйбышевской (Самарской) области всем трем (рудкинскому + семилукскому + алатырскому) горизонтам соответствовал семилукский горизонт. В восточной части и в Заволжье Куйбышевской области – нижней части семилукского горизонта соответствовал доманиковый, а верхней части – мендымский горизонты. Такое же расчленение в 1958 г. было в Татарской АССР, Западной Башкирии, Удмуртской, Пермской областях, как показано на рис. 1.

По Межрегиональной стратиграфической схеме девонских отложений территории России (2008 г.) в пределах Восточно-Европейской платформы (по решению МРСС 1990 г.) средне-франсому ярусу верхнего отдела девонской системы соответствует семилукский горизонт, который залегает на саргаевском, а перекрывается – отложениями речицкого горизонта. В пределах Западного Урала этот же горизонт назван доманиковым, который также залегает на саргаевском и надстилается мендымским горизонтом. Поэтому в документах ГКЗ и ЦКР, Государственном балансе (форме 6-Гр) на территории Волго-Уральской НГП наряду с семилукским горизонтом фигурирует и доманиковый горизонт, а речицкий горизонт обозначен как бурегский или мендымский.

Согласно документу, принятому решением МСК от 06.04.2017, «Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона», в доманиковых отложениях выделяются: во франском ярусе тлянчи-тамакская свита (саргаевский горизонт), трудолюбовская свита (семилукский и мендымский горизонт), алпаровская свита (воронежский горизонт), янчиковская свита (евлановско-ливенский горизонт);

в фаменском ярусе: нижняя и средняя подсвиты байтуганской свиты, соответствующие нижнему и среднему подъярусам фаменского яруса [9].

Анализ литературных источников показывает, что доманиковые продуктивные отложения (доманикиты с содержанием органического вещества (C_{opr}) – 5–20% и доманикоиды с C_{opr} – 0,5–5%) – это обобщающее понятие горных пород с содержанием C_{opr} – от 0,5 до 20%, без привязки к горизонтам и территориям. Тонкозернистые, часто тонкоплитчатые осадочные породы черного, реже бурого цвета, обогащенные сапропелевым органическим веществом (ОВ) являются типичными нефтематеринскими породами.

На территории Волго-Уральской нефтегазоносных провинций (НГП) доманиковые продуктивные отложения распространены повсеместно и имеют стратиграфическую приуроченность от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта включительно. Анализ изученности и условий осадкообразования второго стратиграфического комплекса, карбонатных девонских отложений Волго-Уральской показывает, что накопление пород происходит в схожих геолого-гидродинамических условиях.

Накопление доманиковой продуктивной толщи происходит преимущественно в глубоководных морских бассейнах с нормальной соленостью при низких скоростях терригенного осадконакопления, обеспечивающих обогащение горных пород органическим веществом. Совместно с осаждением карбонатного, глинистого и органического материала происходило выпадение коллоидального кремнезема. Одной из характерных черт доманикитов является высокая степень битуминозности пород. Это связано с поступлением в осадок как многочисленных остатков зоо- и фитопланкtonных организмов (кониконхий, радиолярий и др.), так и привнесенных извне коллоидов и растворенных ОВ.

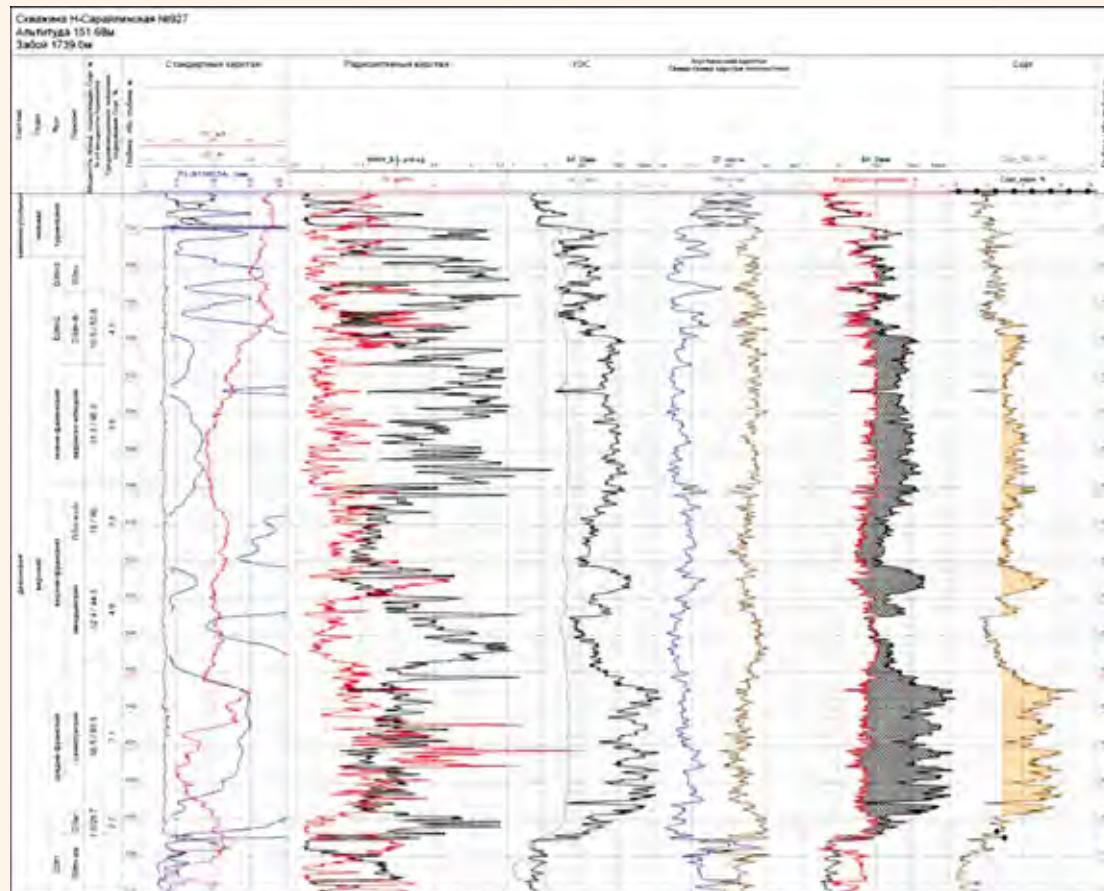


Рис. 2.

Геолого-геофизическая характеристика высокоуглеродистых толщ. Светло-коричневым цветом показано содержание органического вещества %. Как видно по разрезу, $C_{\text{опр}}$ присутствует по всей толще как в семилукских, так в мендымских, евланово-ливенских, задонско-елецких и данково-лебедянских отложениях

Последующая консервация и преобразование ОВ привели к возникновению в породах битумов нефтяного ряда, а образование пирита в осадке специалисты связывают с сероводородным заражением придонных вод.

Доманиковые продуктивные отложения в пределах Республики Татарстан, соответственно – это комплекс карбонатных отложений девонской системы, стратиграфически приуроченный к толще от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта включительно, представленный различными отложениями – от карбонатно-кремнистых до чистых карбонатных и кремнистых с переходными разностями, с наличием органического вещества, накопление которого протекало в разнообразных условиях. При таких обстоятельствах доманиковые отложения характеризуются литологической неоднородностью по площади и разрезу, изменчивостью по фильтрационно-емкостным свойствам, что создает определенные сложности при проведении интерпретации данных ГИС и расчетов ФЕС. Доманиковые отложения состоят из

собственно домаников – отложений, занимающих территорию обширной некомпенсированной впадины саргаевско-семилукско-мендымского бассейна с содержанием $C_{\text{опр}}$ – от 5 до 20%, и доманикоидов – возрастного аналога биогермно-карбонатной верхнефранско-турнейской мелководно-шельфовой формации, занимающей осевые зоны Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСП) с содержанием $C_{\text{опр}}$ – от 0,5 до 5% (рис. 2).

Доманиковые продуктивные отложения (доманикиты и доманикоиды) – карбонатные, кремнисто-карбонатные породы с наличием в них ОВ, характеризующиеся сложными фильтрационно-емкостными свойствами пород (низкая пористость, слабая проницаемость – менее $2,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), отсутствием петрофизических зависимостей абсолютной проницаемости от открытой пористости. Более 90% всех исследованных образцов керна находятся в интервале проницаемости от 0 до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (до 1 мД) и пористости – от 0 до 4,0%, что говорит о весьма низких коллекторских свойствах пород.

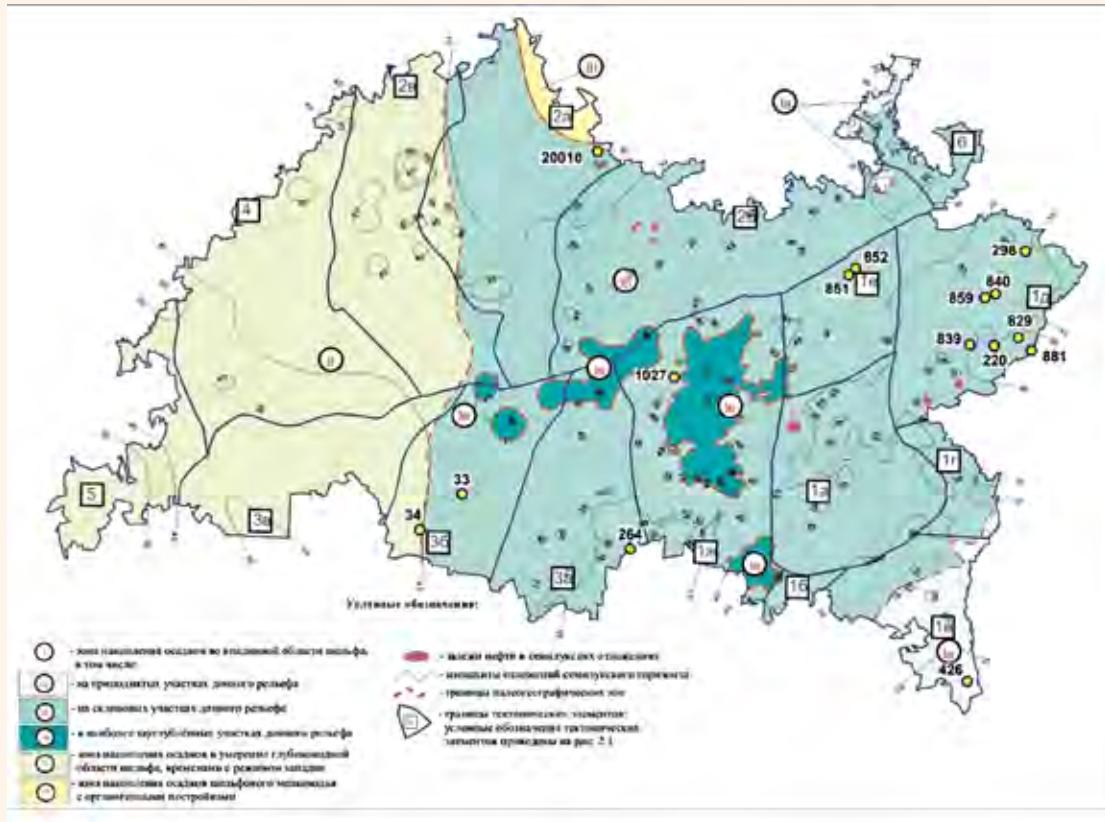


Рис. 3.
Схема палеогеографии Татарстана. Семилукское время

Несмотря на то, что условия осадконакопления начиная со среднефранского по позднефаменское время были довольно схожи (шельф, шельфовое мелководье, склоновые участки донного рельефа), литологические типы пород различны (*рис. 3*).

Так, в пределах ЮТС семилукские (доманиковые) и бурегские (мендымские, речицкие) отложения представлены кремнисто-карбонатными высокоуглеродистыми породами с содержанием органического вещества – от 5 до 20%; задонско-елецкие, данково-лебедянские и заложские отложения – преимущественно карбонатными породами, в которых содержание $C_{опр}$ составляет от 0,5 до 5%. Различия в условиях осадконакопления и тектонической обстановки привели к развитию литологических разностей пород и позволили нам выделить два вида пород доманикового типа.

На *рис. 4* представлены петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости для пород франского яруса. Все образцы (3303 обр.) разбиты по горизонтам: саргаевский, семилукский, бурегский, воронежский, евлано-ливенский и верхнефранский.

Как видно из графика, фильтрационные и емкостные свойства между собой никак не

коррелируются, что для доманиковой толщи является характерной чертой. Также следует отметить, что породы семилукского и бурегского горизонтов ведут себя идентично.

Около 90% (2080 обр.) всех исследованных образцов находятся в интервале проницаемости от 0 до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; более 87% (2851 обр.) всех исследованных образцов находятся в интервале пористости от 0 до 4,0%, что говорит о весьма низких коллекторских свойствах пород. Худшими фильтрационными свойствами обладают образцы саргаевского, семилукского и бурегского горизонтов – около 91% образцов находятся в интервале до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (1 мД); для воронежских и евлано-ливенских до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (1 мД) встречены 84% образцов.

Керн из отложений фаменского яруса отобран и исследован из 190 скважин на 53 месторождениях и площадях РТ, большая часть из которых (83,5%) расположена на юго-восточном склоне и вершине Южно-Татарского свода. Стандартными методами исследован 6871 образец керна из отложений фаменского яруса, примерно 45% – образцы с разной степенью нефтенасыщения (от слабого, неравномерного до интенсивного).

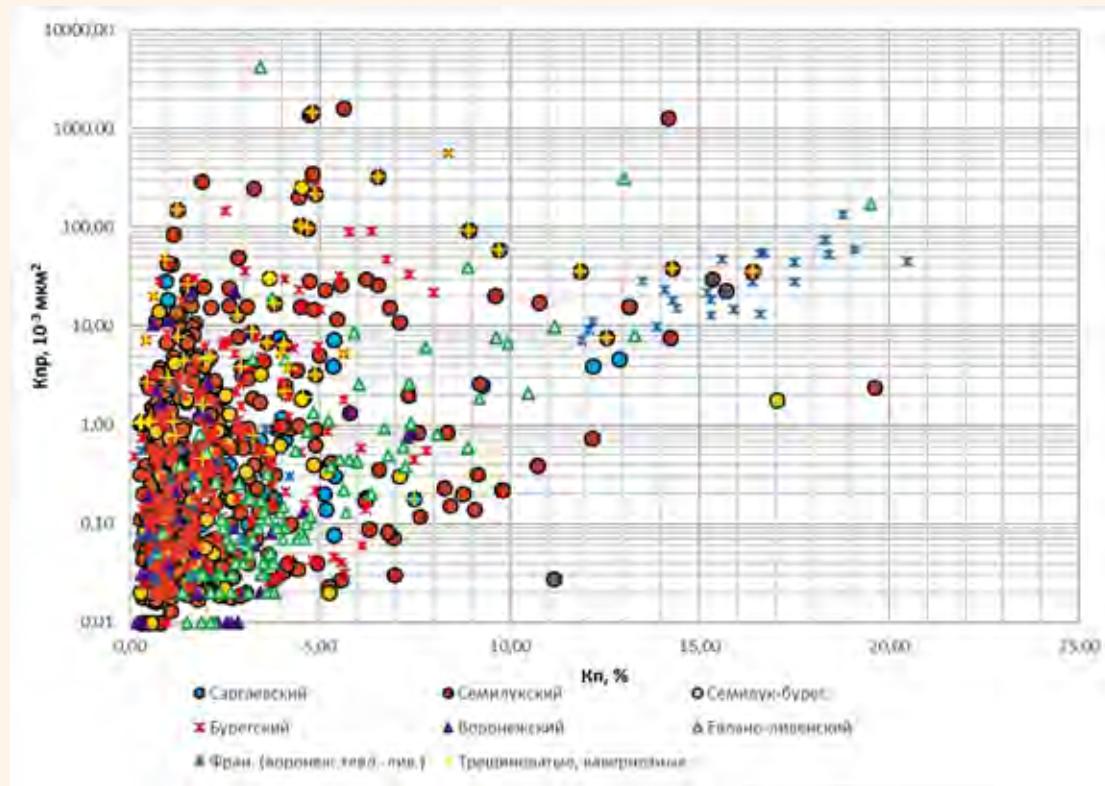


Рис. 4.

Петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости для пород франского яруса

На графике (рис. 5) представлена связь открытой пористости и абсолютной проницаемости для пород фаменского яруса, распределенных по горизонтам. Ниже отметки в $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (2 мД) расположено более 69% всех исследованных образцов фаменского яруса.

Анализ распределения абсолютной проницаемости с разделением на горизонты и надгоризонты показывает, что проницаемость до $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (2 мД) выделена в задонских и елецких отложениях в 78% всех образцов, (или в 39% нефтенасыщенных образцов), в данково-лебедянских – в 75% образцов (в 55% нефтенасыщенных образцов), в заволжских – в 60%, или в 42% нефтенасыщенных образцов.

Анализ распределения открытой пористости в интервале от 0 до 4% с разделением на горизонты и надгоризонты – встречена в задонских и елецких отложениях в 64% образцов, в данково-лебедянских – в 55%, в заволжских – в 18%.

Также необходимо отметить, что, несмотря на хорошую изученность территории Татарстана глубоким бурением и, следовательно, скважинными исследованиями (ГИС), основная проблема заключается в сложности выделения нефтенасыщенных толщин в доманиковых продуктивных отложениях по данным ГИС. Для выделения

перспективных зон в доманиковых отложениях ПАО Татнефть проводится комплексирование стандартных методов скважинных исследований и методов ГК-С, ИНГК-С, С/О-каротажа, кросс-дипольной акустики, скважинных микросканеров MCI, MPAL. Методы позволяют определить факт образования трещины, определения направления трещин, определения плотности породы, типа глинистости, для выделения гадолиния и т.д.

Также ПАО «Татнефть» проведены исследования по возможности выделения перспективных интервалов с использованием ядерно-физических методов (ЯФМ).

Разработаны алгоритмические решения для определения вещественного состава пород: установлены взаимосвязи содержания органического вещества с концентрациями тория, урана и ГК по доманикоидам и доманикитам; опробованы методики К. Пасси и Д.Р. Айсслера для оценки содержания ОВ; разработан алгоритм оценки вещественного состава, емкостных свойств; проведено сопоставление емкостных параметров ГИС и керна.

Анализ результатов освоения скважин с применением ГРП и БОПЗ после проведения комплекса ГИС, включающего ИНК и С/О-каротаж, по-

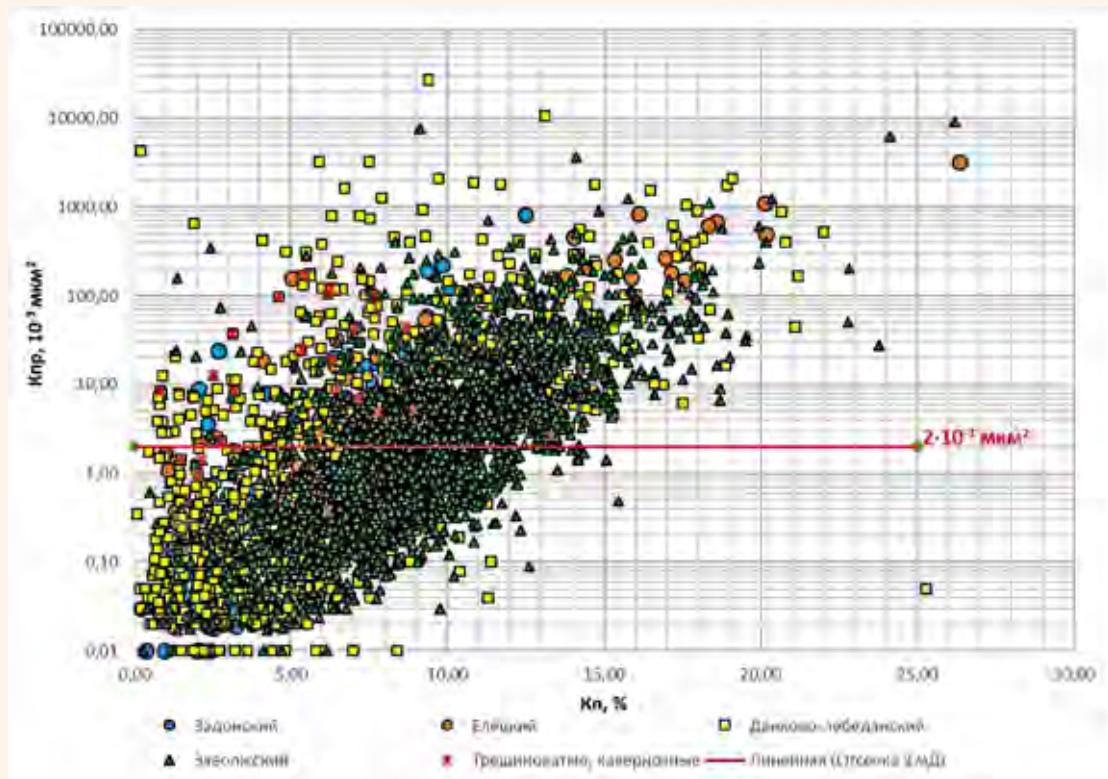


Рис. 5.

Петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости для пород фаменского яруса

казал увеличение количества добываемой нефти после проведения ремонтных работ, и более чем в 70% скважин не только увеличился дебит добываемой нефти, но и снизилась обводненность продукции.

Кроме бурения вертикальных и горизонтальных скважин и проведения скважинных исследований с целью эффективного вовлечения доманиковых продуктивных отложений в освоение проводятся опытно-промышленные работы проведения ГРП, БОПЗ в старых вертикальных скважинах, микросейсмический мониторинг за развитием трещин до и после ГРП.

Фильтрационные и емкостные свойства франских и фаменских отложений слабо кор-

релируются, что наряду с наличием органического вещества в породах, а также сложностями выделения нефтенасыщенных толщин по скважинным данным является характерным признаком отнесения залежей, приуроченных к доманиковой продуктивной толще, к трудноизвлекаемым.

Что также подтверждено документом, созданным в 2017 г. с целью учета запасов нефти в Госбалансе – «Временными методическими рекомендациями по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» [10], – который позволяет регулировать отношения «государство – недропользователь». ◊

Литература

- Шпуро И.В., Писарницкий А.Д., Пуртова И.П., Вариченко А.И. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения. Тюмень: ЗапСибНИИГ. 2012. 256 с.
- Борноволоков Т.С. Записки о Доманите, горном масле и каменном угле, находящихся в Вологодской губернии в Яренском округе при реках Выме и Ухте с присовокуплении правил, как из Доманита приготовлять карандаши или черный мел //Труды Вольного экономического общества. 1809. Т. 61. С. 103–115.
- Гуарри Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с доманикитами //Геология и геофизика. 1981. № 12. С. 3–8.
- Лебедев Б.А., Краснов С.Г. Геолого-геохимические особенности / Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л.: Недра. 1983. С. 6–17.

5. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа //Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.
6. Максимова С. В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука. 1970. 100 с.
7. Супруненко О.И., Тугарова М.А. Геохимия нафтидов. СПб.: СПбГУ. 2002. 130 с.
8. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманиковского типа. Л.: Недра. 1986. 247 с.
9. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушueva М.А. и др. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона : объяснительная записка. М.: ВНИГНИ. 2018. 64 с.
10. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швets-Тэнэта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчёту запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях //Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 104–115.

UDC 553.98.04 + 553.983**A.P. Bachkov**, Head of Department for Geology of Oil and Gas Fields, PJSC TATNEFT¹, bachkovap@tatneft.ru**V.G. Bazarevskaya**, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Scientific Work in the Field of Geology of Hard-to-recover Reserves, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT², bazarevskaya@tatnipi.ru**S.E. Voytovich**, Chief Geologist of Tatar Geological Prospecting Department³, PJSC TATNEFT, voytovich@tatneft.ru**R.R. Khanbikova**, Leading Specialist of the Project Office for the Calculation of Oil and Gas Reserves and Project Technological Documentation, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT², hanbikovarr@tatnipi.ru¹75 Lenin str., Almetьевск, Republic of Tatarstan, 423450, Russia.²40 M.Jalil str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia.³14/59 Tatarstan str., Kazan, Republic of Tatarstan, 420021, Russia.

Are Domanik Productive Sediments Unconventional or Conventional Reserves?

Abstract. The issues of hydrocarbon reserves' ranging by qualitative characteristics have presently come to the fore. Russia's Ministry of Natural Resources has been considering matters related to classifying certain types of reserves as "unconventional" for more than twenty years now. Among other matters discussed is stratigraphic confinement of the Devonian carbonate formations to the domanik productive sediments. The authors have studied the chronology of the "domanik productive sediments" concept that has been known for more than two centuries, analyzed stratigraphic schemes of the Devonian sediments on Russia's territory and occurrence of the domanik rock mass in the Volga-Ural oil-and-gas province, determined geological and geophysical characteristics of reservoir rocks and geochemical properties of the organic matter. The paper focuses on approaches and methods that the Company has been successfully employing to study and to localize accumulations and to develop the domanik reserves.

Keywords: unconventional reserves; domanik sediments; stratigraphic complex; formation; organic matter; source rock; poroperm properties; hydrofracturing.

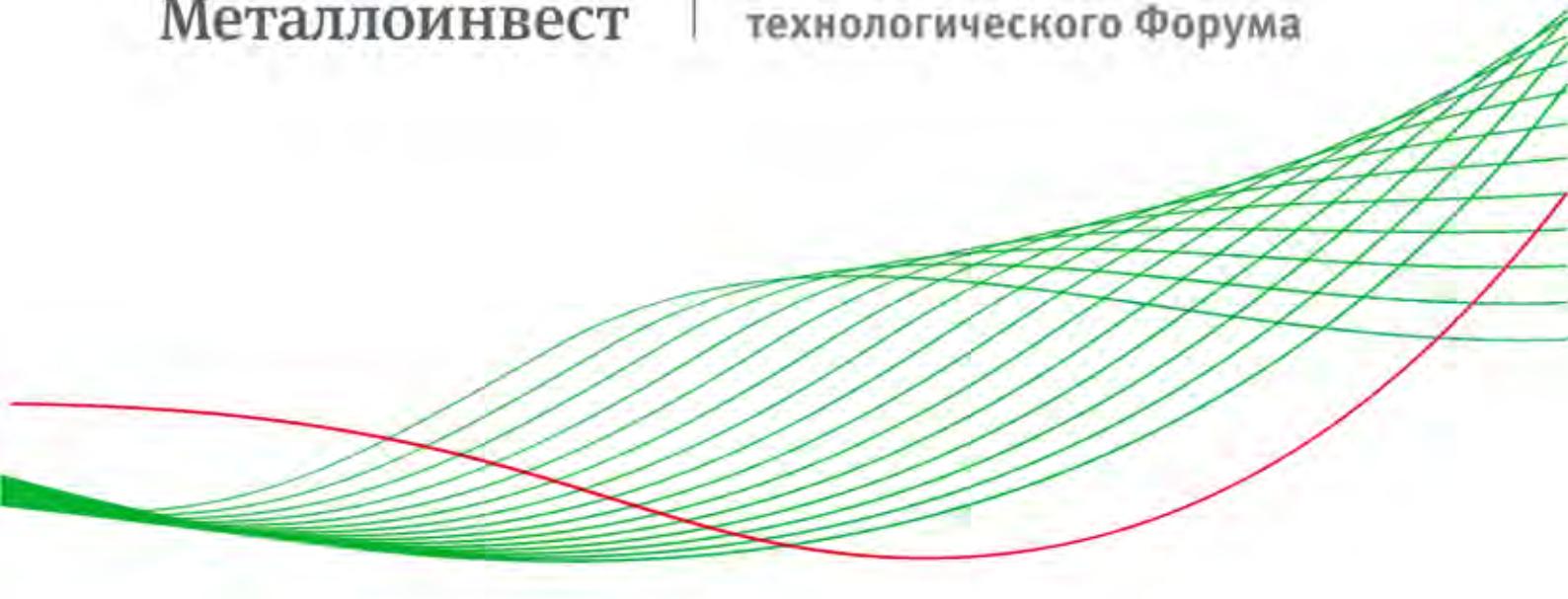
References

1. Shupurov I.V., Pisarnitskii A.D., Purtova I.P., Varichenko A.I. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiiskoi Federatsii. Struktura, sostoianie, perspektivy osvoenija* [Hard-to-recover oil reserves of the Russian Federation. Structure, state, development prospects]. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., 2012, 256 p.
2. Bornovolokov T.S. *Zapiski o Domanite, gornom ugle i kamennom ugle, nakhodiashchikhsya v Vologodskoi gubernii v lareneskom okruse pri rekakh Vym'e i Ukhte s prisovokuplenii pravil, kak iz Domanita prigotovliat' karandashi ili chernyi mel* [Notes on Domanite, mountain oil and coal, located in the Vologda province in the Yarenensky district near the rivers Vym'a and Ukhta, with the addition of rules on how to prepare pencils or black chalk from Domanite]. Trudy Vo'l'nogo ekonomiceskogo obshchestva [Proceedings of the Free Economic Society], 1809, vol. 61, pp. 103–115.
3. Gurari F.G. *Vozmozhnye tipy kollektorov, sviazannye s domanikitami* [Possible types of reservoirs associated with domanikites]. *Geologija i geofizika* [Geology and Geophysics], 1981, No 12, pp. 3–8.
4. Lebedev B.A., Krasnov S.G. *Geologo-geokhimicheskie osobennosti* [Geological and geochemical features]. *Kollektory nefti bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Oil reservoirs of the Bazhenov formation in Western Siberia]. Leningrad, Nedra Publ., 1983, pp. 6–17.
5. Nesterov I.I. *Novyi tip kollektora nefti i gaza* [A new type of oil and gas reservoir]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1979, No 10, pp. 26–29.
6. Maksimova S. V. *Ekologo-fatsial'nye osobennosti i uslovija obrazovaniia domanika* [Ecological and facies features and conditions for the formation of a domanik]. Moscow, Nauka Publ., 1970, 100 p.
7. Suprunenko O.I., Tugarova M.A. *Geokhimiia naftidov* [Geochemistry of naphthides]. Saint Petersburg, SPbGU Publ., 2002, 130 p.
8. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. i dr. *Neftegazoobrazovanie v otlozheniakh domanikovskogo tipa* [Oil and gas formation in deposits of the Domanik type]. Leningrad, Nedra Publ., 1986, 247 p.
9. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. i dr. *Unifitsirovannaja subregional'naja stratigraficheskaja skhema verkhnedevonskikh otlozhenii Volgo-Ural'skogo subregiona : ob'jasnitel'naja zapiska* [Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion: explanatory note]. Moscow, VNIGNI Publ., 2018, 64 p.
10. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. *Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefti v domanikovykh produktivnykh otlozheniakh* [Temporary methodological recommendations for calculating oil reserves in domanik productive deposits]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, No 4, pp. 104–115.



Металлоинвест

Титульный спонсор
Международного
технологического Форума



МИССИЯ

Быть основой эволюции
современной металлургии
для будущих поколений



РЕКЛАМА



mettaloinvest.com



Е.Е. Поляков
д-р геол.-мин. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
главный научный сотрудник
E_Polyakov@vniiigaz.gazprom.ru



И.В. Чурикова
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
начальник лаборатории
I_Churikova@vniiigaz.gazprom.ru



А.Р. Галиева
канд. геол.-мин. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
старший научный сотрудник
A_Galieva@vniiigaz.gazprom.ru



Н.Д. Гачегова
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
главный специалист
N_Gachegeva@vniiigaz.gazprom.ru

Роль научных исследований в адекватности подсчетов запасов уникальных месторождений России (ПАО «Газпром»)

¹Россия, 142717, Московская область, п. Развилка, пр-д Проектируемый, 5537, зд. 15, стр. 1.

Разработка и внедрение научных методик обусловили успешное выполнение и защиту подсчетов запасов уникальных месторождений ПАО «Газпром». Научные исследования касаются вопросов геологических и петрофизических моделей месторождений, в частности, тектоники, межфлюидальных контактов, оценки насыщенности и др. Анализ запасов, посчитанных в разные годы, позволяет сделать вывод о корректной разведке месторождений и о достоверности геологических моделей

Ключевые слова: подсчет запасов; газ; тектонические нарушения; наклонный ГНК; уникальные месторождения; технология нейронных сетей

Yспешное прохождение и защита современных отчетов по подсчету запасов (ПЗ) ПАО «Газпром» по уникальным гигантским, суперсложным нефтегазоконденсатным месторождениям Чаяндинскому (ЧНКГМ), Оренбургскому (ОНГКМ) и газоконденсатному Астраханскому месторождению (АГКМ) во многом обусловлены научными работами, выполненными ООО «Газпром ВНИИГАЗ», а также предшествующими исследованиями советского периода, в процессе которых были созданы геологические и петрофизические модели месторождений, в том числе решались вопросы обоснования блокового/не блокового типа модели, наклонных ГВК и низких граничных значений пористости, галитизации, трещиноватости, проблемы в оценке газонасыщенности и т.п.

Рассмотрим решение научных проблем Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, возникших в период с 2000 по 2022 год.

Блоковая модель ЧНКГМ менялась по результатам бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин и достижения стопроцентной изученности территории месторождения 3D-сейсморазведкой. За период с 2000 по 2022 года модель детализировалась и уточнялась (*рис. 1*).

Обоснование блоков проводилось, в первую очередь, по результатам анализа положения межфлюидальных контактов по данным ГИС, ОПК, испытаний в открытом стволе и в колонне, в том числе в скважинах с горизонтальным

окончанием. При этом из всего многообразия мелкоамплитудных разломов выбирались лишь те тектонические нарушения, выделенные по данным сейсмики, которые подтверждались смещением флюидальных контактов. Таким образом, выделялись заведомо гидродинамически изолированные блоки.

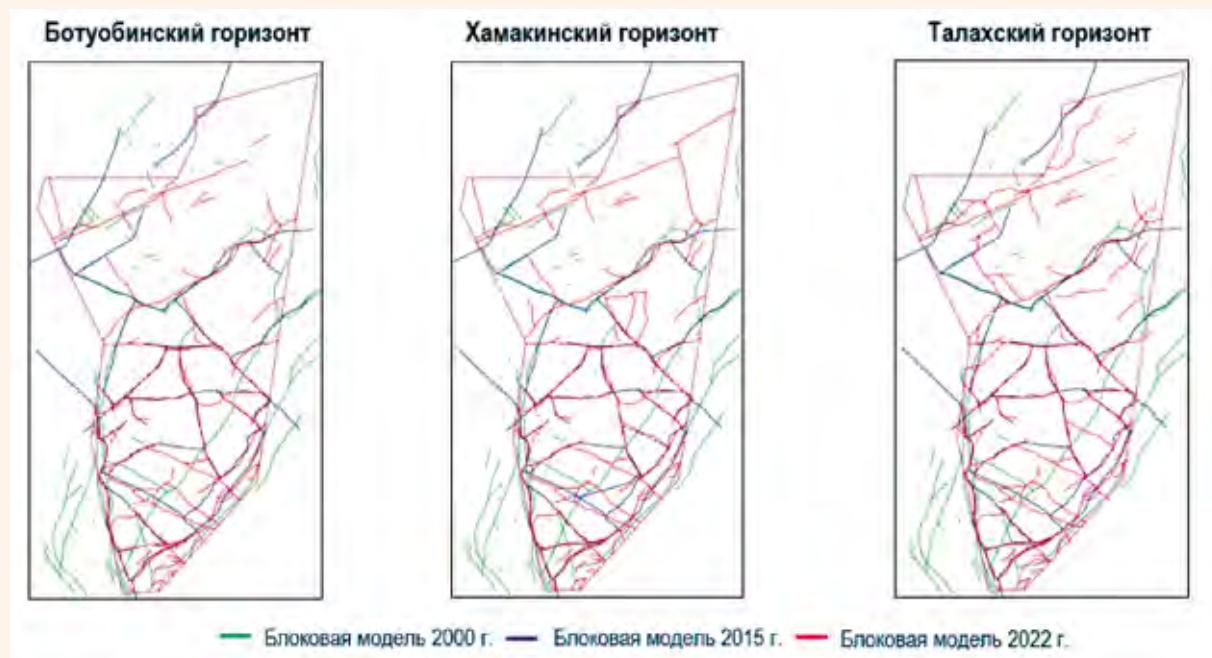
Между подсчетами запасов 2015 и 2022 гг. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проведена научно-исследовательская работа, направленная на обоснование доказательства непроницаемости разломов по результатам газодинамических исследований скважин [1].

Впервые в практике ПАО «Газпром» на нефтегазоконденсатном месторождении были проведены экспериментальные работы по гидропрослушиванию возбуждающих и реагирующих скважин на значительном удалении друг от друга. Установлено, что с помощью метода межскважинного гидропрослушивания (МГП) можно идентифицировать наличие и проводимость разрывных нарушений на расстоянии до 4 км между скважинами. Полученные результаты позволяют с уверенностью утверждать о возможности определения гидродинамических экранов, которые контролируются тектоническими нарушениями, выявленными по данным сейсморазведки.

По результатам МГП были выявлены дополнительные гидродинамические экраны, и подтвердились данные о том, что часть тектонических нарушений является гидродинамически прозрачными.

Рис. 1.

Блоковая модель ЧНГКМ в развитии от 2000 года до 2022 года



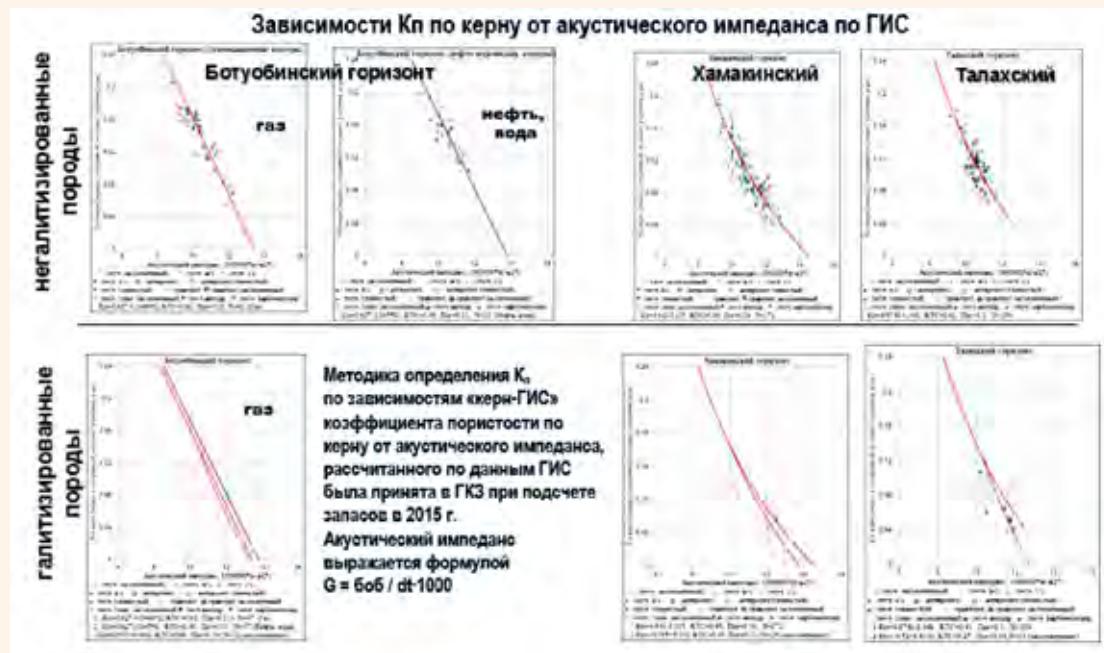


Рис. 2.

Зависимости K_p по керну от акустического импеданса по ГИС по продуктивным горизонтам ЧНГКМ

Также в период 2000–2022 гг. было проведено изучение вновь полученных скважинных данных: ГИС, исследований керна, результатов испытаний и гидродинамических исследований.

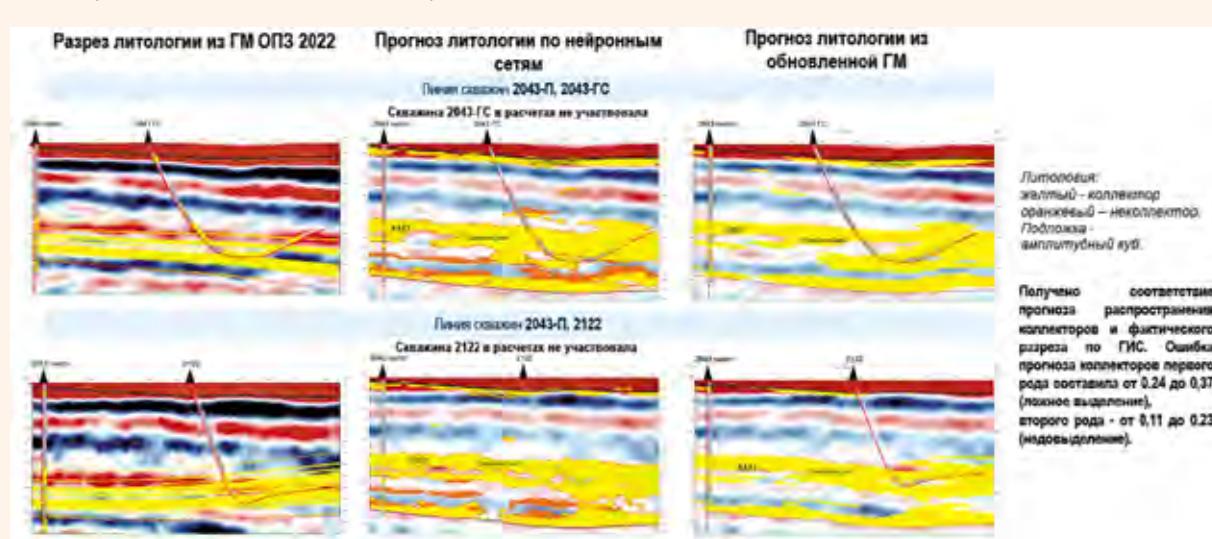
На рис. 2 показаны зависимости акустического импеданса от пористости коллекторов для ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов. Следует отметить, что используемый подход определения пористости обладает минимальной дисперсией по сравнению с альтернативными, при этом зависимости практически не изменились с накоплением актуальных данных по керну, за исключением

Рис. 3.

Достоверность моделей по методике нейронных сетей

дифференциации кривых по степени галитизации [2].

Для выделения коллекторов в терригенных отложениях венда используются граничные значения пористости, при этом установлено, что в засолоненных коллекторах граничные значения пористости уменьшаются на 1,3–4,5% относительно незаслоненных, где значения выше и составляют 3,9–6,5%. Это обусловлено агрегированным состоянием галита в поровом пространстве, своего рода микроГРП внутри пор. Кристаллы локально раздвинули поровые каналы и создали микротрешины. Это хорошо видно



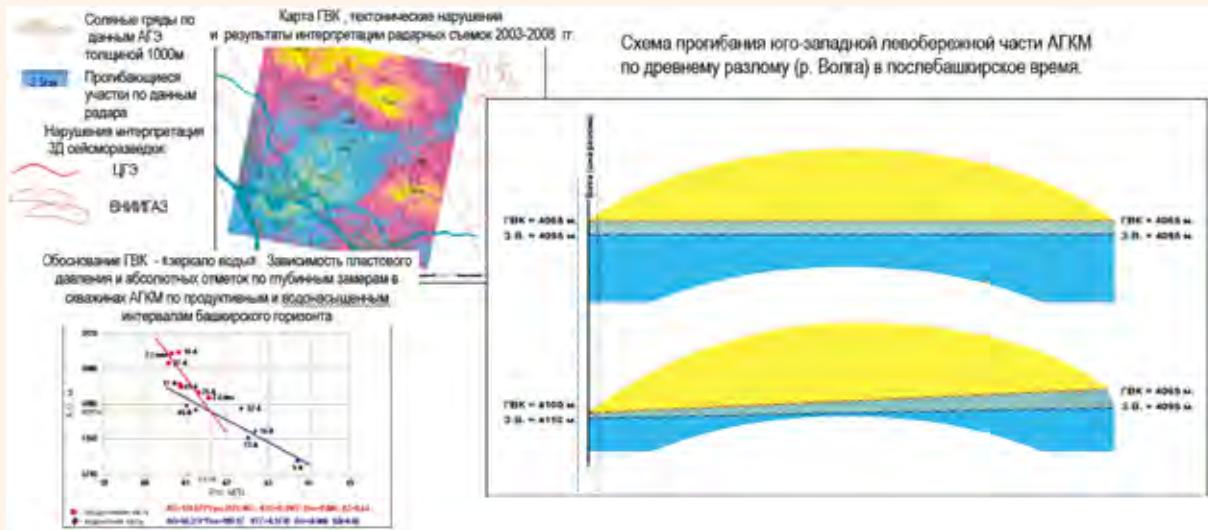


Рис. 4.
Обоснование наклонного уровня ГВК

по результатам томографического исследования керна. В области более 12% пористости – различия зависимостей эффективной пористости от пористости для галитизированных и негалитизированных коллекторов – практически не

наблюдается, что свидетельствует об отсутствии в этой области влияния галитизации на поровое пространство и проницаемость.

Между двумя подсчетами запасов УВ ЧНГКМ была разработана методика определения степени галитизации коллекторов, основанная на различном влиянии на методы НКТ и НГК увеличения содержания хлора в поровом пространстве при прочих равных условиях. Увеличение содержания хлора вызывает увеличение поглощения тепловых нейтронов и уменьшение показаний прибора НКТ, а также увеличение количества гамма-квантов, что приводит к увеличению показаний прибора НГК. Именно на этой разнице, сопоставленной с определением содержания галита по керну, и основана разработанная методика, позволившая определить содержание галита во всех скважинах ЧНГКМ. Петрофизическая модель и методика типизации коллекторов были рассмотрены и утверждены на Экспертно-техническом совете ГКЗ в 2021 г.

Анализ расчетной по ГИС галитизации коллекторов по площади продуктивных горизонтов показал сохранение отмеченной по керну тенденции распространения засолоненных коллекторов. В 2015 г. засолонение определялось по единичным образцам керна, в 2022 г. – по всем скважинам и всем интервалам. По всем горизонтам основное засолонение коллекторов происходит в северо-западной части ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов.

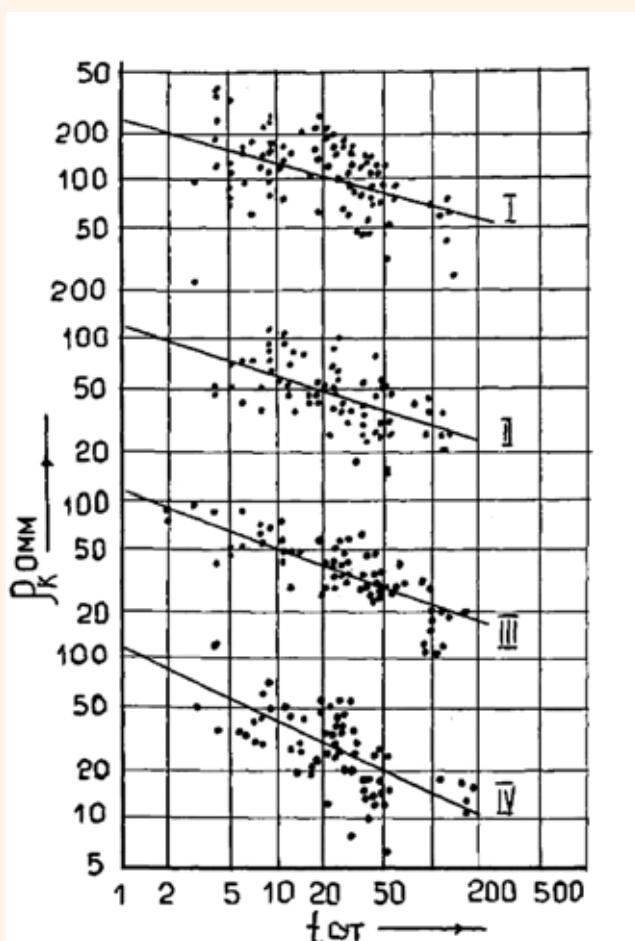


Рис. 5.
Палеточные зависимости УЭС от условного сопротивления по однозондовому БК и времени от вскрытия пласта до проведения каротажа

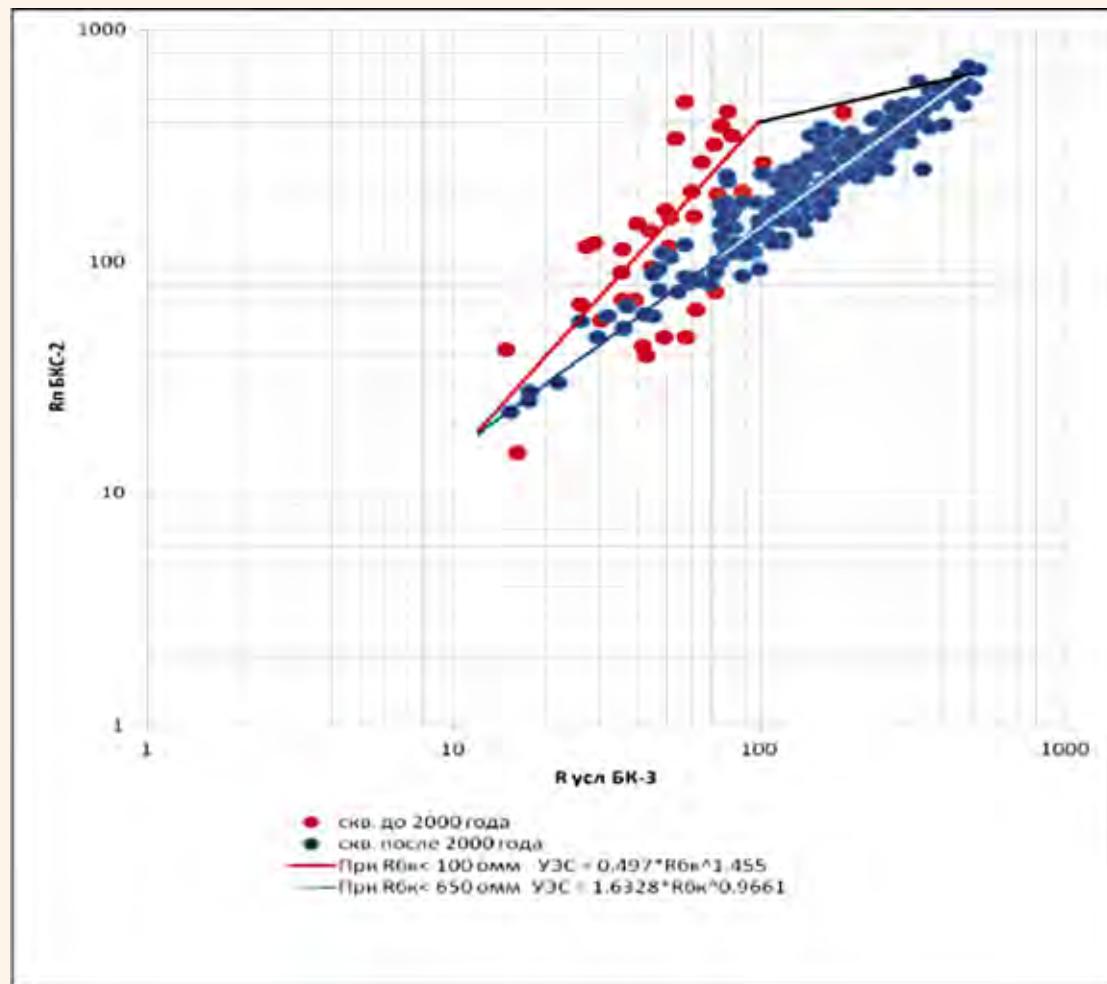


Рис. 6.

Графическое отображение алгоритма определения УЭС по данным двухзондового бокового каротажа БКС-2 (в скв. до 2000 г.) и по данным двухзондового бокового каротажа БК7, БК9 (в скв. после 2000 г.) от условного сопротивления, определенного по данным однозондового бокового каротажа БК

Эта информация позволила оптимизировать эксплуатационное бурение для учета галитизации в проектных дебитах [3].

В 2022 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» начата научно-исследовательская работа по оценке достоверности геологических моделей на основе технологии нейронных сетей в комплексе атрибутов сейсморазведки и ГИС [4]. На **рис. 3** слева направо показаны прогнозы строения ботубинского и хамакинского продуктивных горизонтов из геологической модели, из сейсмогеологической модели и, наконец, из актуализированной геологической модели с учетом установленных неоднородностей.

Из приведенных результатов сделаны следующие выводы:

- традиционные 3D-геологические модели в районах кустового бурения недостаточно детально отражают неоднородность геологической среды;

– повысить адекватность 3D-геологической модели как на локальных участках территории ЧНГКМ, так и в целом по месторождению – возможно по данной методике с точностью 70–80%. Таким образом, разработанная методика позволяет оценить достоверность 3D-геологических моделей не только по статистическим критериям, но и непосредственно по геологическому строению.

Далее рассмотрены научные проблемы, возникшие при подсчете запасов Астраханского газоконденсатного месторождения.

В подсчетах запасов АГКМ, выполненных в 1988, 2014 и в 2021 гг., основными научными проблемами являлись обоснование наклонного уровня ГВК и оценка начальной газонасыщенности башкирских карбонатных коллекторов [5]. В ПЗ 1988 г. наклонный уровень ГВК был установлен по фактическому положению немногочисленных разведочных скважин с наклоном

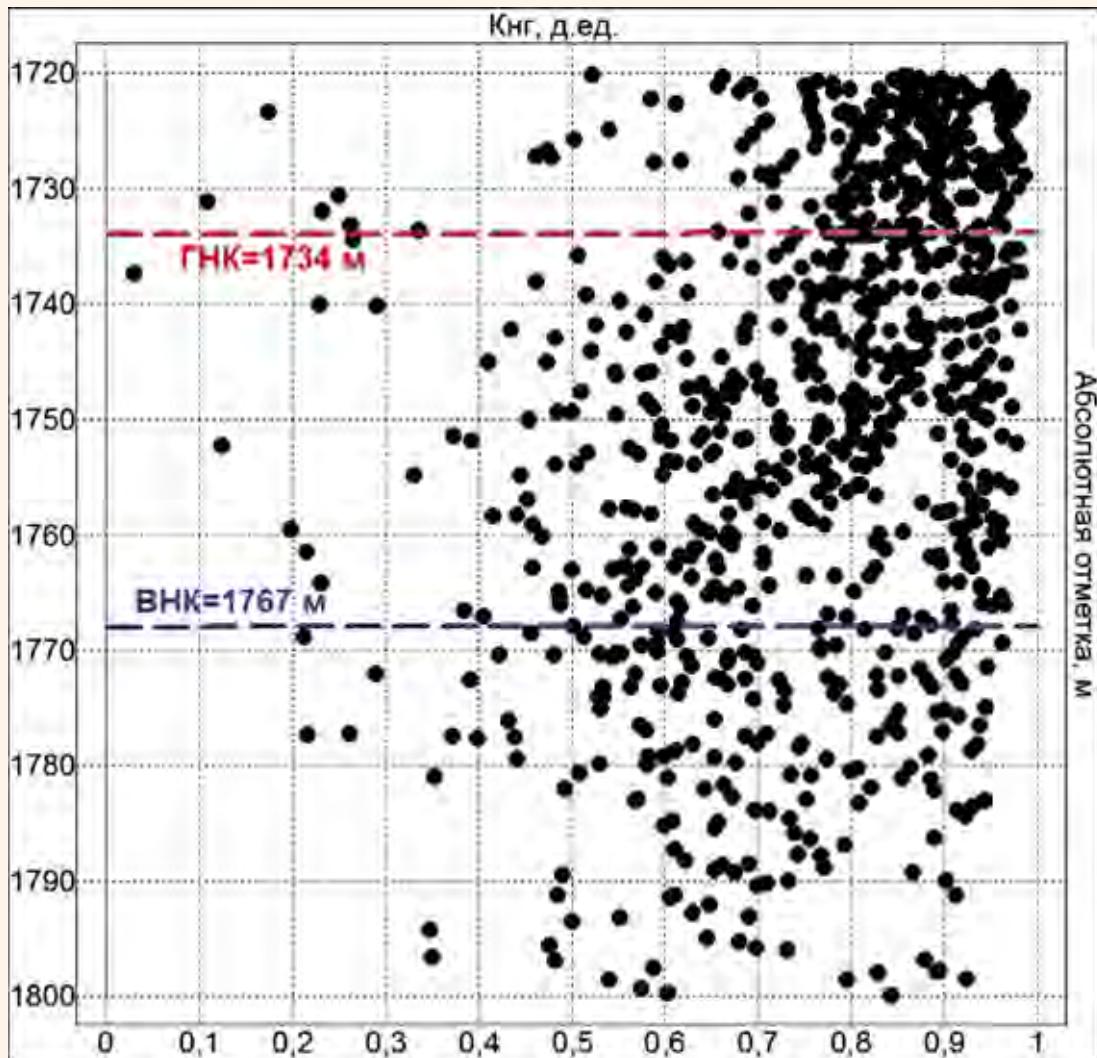


Рис. 7.

Распределение величин Кн (определенных по Рп и Рн) с глубиной в районе ВНК по скважинам Основной залежи (Западный участок)

в сторону русла реки Волги. В ПЗ 2014 г. по значительному числу разведочных скважин были построены электрические модели в виде зависимости параметра насыщения от высоты залежи и установлен более пологий наклонный уровень ГВК и еще более пологий наклон «зеркала воды». Величина среднего уровня «зеркала воды», установленного по данным пластового давления, практически совпала со средней оценкой 1988 г., составляющей -4095 м. Исследования по мониторингу подвижек поверхности территории месторождения по радарным съемкам из космоса показали опускание территории к р. Волге и одновременный подъем северо-восточных участков. Подвижки составляют 1–2 см в год, процесс этот является циклическим, с переменной знака. Различие в наклонах уровней ГВК и «зеркала воды» говорят о том, что в послебаш-

кирское время происходили аналогичные явления, о чем свидетельствуют разные наклоны этих поверхностей флюидов с запаздыванием (рис. 4).

Проблема определения УЭС и, соответственно, коэффициента газонасыщенности карбонатных коллекторов возникла еще при подсчете запасов АГКМ 1988 г. Связана она была с образованием глубоких зон проникновения и невозможностью по данным однозондового БК оценить УЭС незатронутой части пласта. В то время были проведены исследования изменения УЭС зон проникновения во времени и предложен алгоритм восстановления УЭС и, соответственно, газонасыщенности незатронутой части пласта.

При отсутствии данных БКС-2 определение ρ_n производилось путем введения поправки в показания БК-3 за время, прошедшее между кар-

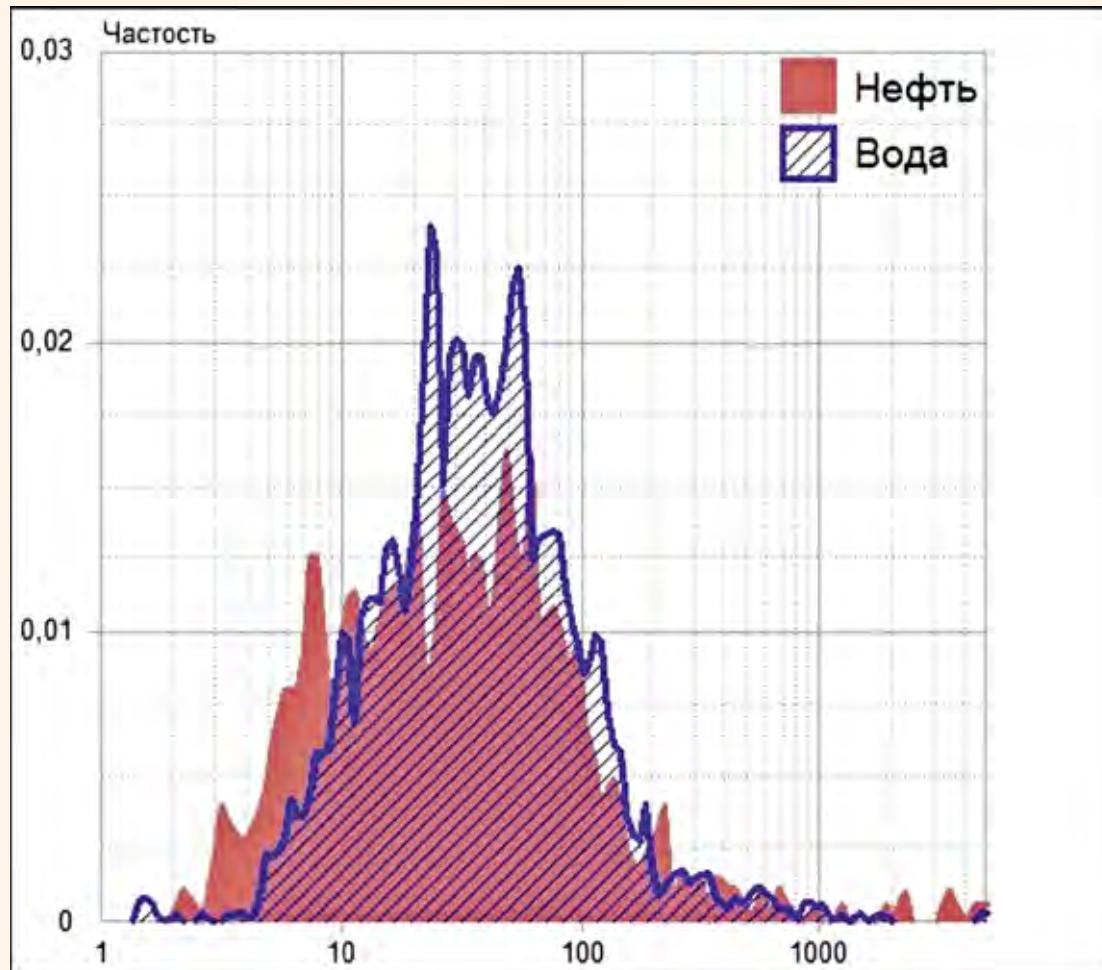


Рис. 8.
Распределение УЭС по БК в нефтяной и водяной частях

тажем и вскрытием пласта (t). С этой целью были изучены зависимости электрического сопротивления от времени t для пяти групп пластов в градации пористости равным: $K_n < 3\%$; $3\% < K_n < 6\%$; $6\% < K_n < 9\%$; $9\% < K_n < 12\%$; $K_n \geq 12\%$ (рис. 5).

Основной недостаток изложенной методики заключается в достаточно большой условности ввода поправок за время, прошедшее между каротажем и вскрытием пласта (t), которое существенно изменяет УЭС фактически без наличия информации о реальной скорости формирования зоны проникновения.

При ПЗ 2014 г. пришлось отказаться от данного алгоритма из-за отсутствия информации о величине t как по старым разведочным и эксплуатационным скважинам (в отчете запасов 1988 г. величина времени t не приведена), так и пробуренным после 1988 г. (время с момента вскрытия пластов до проведения электрического каротажа не регистрировалось).

В качестве аналога для определения УЭС был применен достаточно известный для кол-

лекторов Западной Сибири способ восстановления УЭС через сопоставление с более информативным методом, в данном случае – двухзондовым боковым каротажем. В качестве БК3 использовалось УЭС пластов, определенное по данным двухзондового БКС-2 (по скважинам, пробуренным до 2000 г.) и по данным двухзондового БК7, БК9 (по скважинам, пробуренным после 2000 г.). Эти значения сопоставлялись с условным сопротивлением, определенным по данным однозондового бокового каротажа БК, проведенного в тех же скважинах, параллельно с двухзондовыми модификациями. После 2000 г. технология бурения эксплуатационных скважин изменилась, колонну стали спускать только на кровлю башкирских отложений, скорость бурения возросла, соответственно, размеры зон проникновения уменьшились, состав буровых растворов также изменился – именно поэтому была проведена градация зависимостей $R_{БКС-2} = F(R_{БК})$ и $R_{БК7,БК9} = F(R_{БК})$ до и после 2000 г.

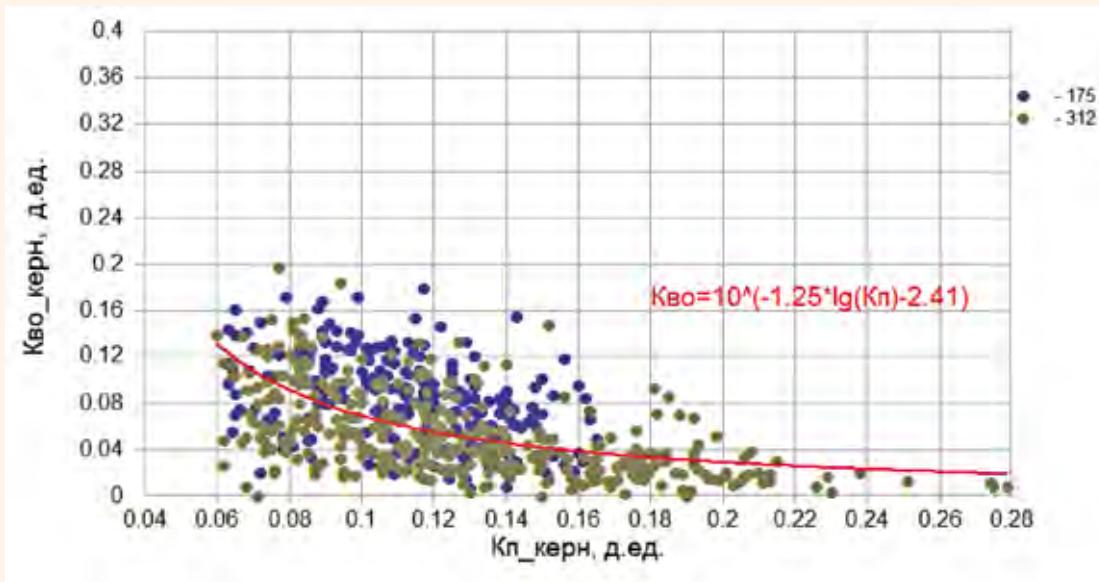


Рис. 9.

Зависимость остаточной водонасыщенности (K_{wo}) от открытой пористости (K_p), определенных на керне по скважинам

В итоге из полученных двух зависимостей был получен алгоритм определения УЭС по всем пробуренным скважинам, в зависимости от даты бурения скважин до или после 2000 г. (рис. 6).

В завершении рассмотрим научные проблемы, возникшие при подсчетах запасов разных лет (с 1981 по 2019 гг.) Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

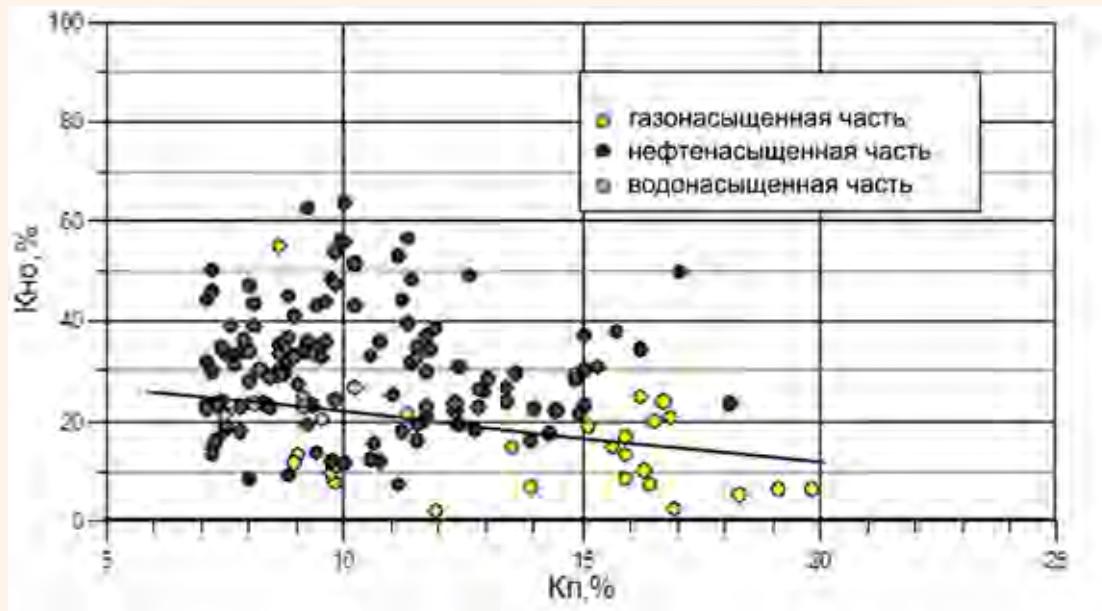
Одной из основных проблем являлось то, что данные бокового электрического каротажа

в разрезе скважин не позволяют однозначно определить характер насыщения и нефтегазонасыщенность. За счет битумизации и гидрофобности всего разреза происходит максимальная дисперсия и смещение Кнг по данным бокового каротажа в сторону его завышения. Трещиноватость разреза обуславливает занижение Кнг.

Распределение величин коэффициентов газонефтенасыщенности Кнг в районе отметок ГНК и ВНК представлено на рис. 7. Из анализа

Рис. 10.

Зависимости $K_{no} = f(K_p)$ по результатам лабораторных исследований керна артинских отложений, принятые при ПЗ 1981 г.



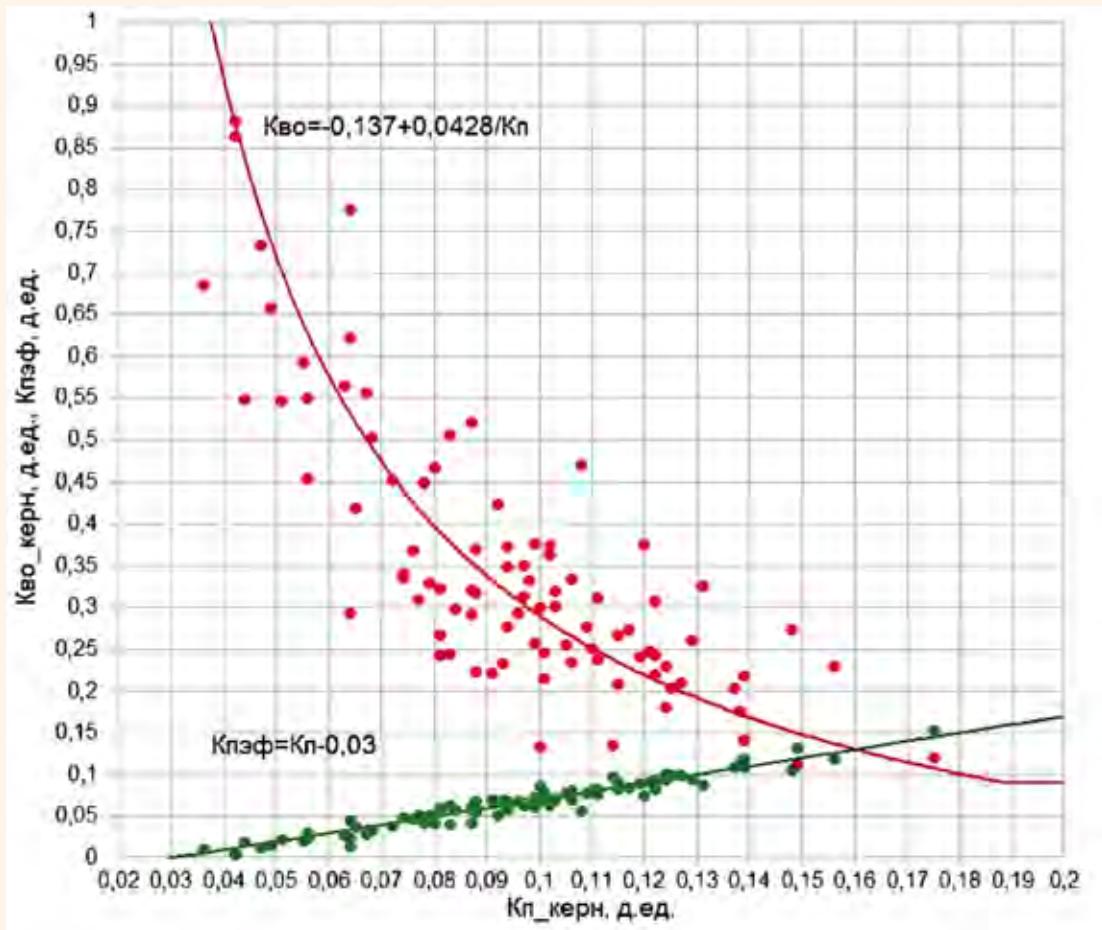


Рис. 11.

Зависимость остаточной водонасыщенности (K_{vo}) и эффективной пористости от открытой пористости (K_p), определенных на керне по неэкстрагированным образцам, отобранным из водонасыщенных интервалов

распределения Кнг следует однозначный вывод об отсутствии какого-либо изменения величины газонефтенасыщенности коллекторов, определенной по данным бокового каротажа при переходе от газонасыщенного разреза к нефтенасыщенному и к водонасыщенному.

Такие же результаты получаются и при рассмотрении распределения сопротивлений УЭС по БК в воде и в нефти (рис. 8).

В связи с вышеперечисленным определение нефтегазонасыщенности производилось по данным зависимостей пористости от остаточной водонасыщенности по керну прямым способом в скважинах, пробуренных на ИБР (рис. 9).

Также по керну установлено, что распределение остаточной нефтенасыщенности по разрезу ОНГКМ наблюдается во всех зонах флюидонасыщения – газовой, нефтяной и водоносной. На рис. 10 приведена зависимость $K_{on} = F(K_p)$, принятая при подсчете запасов 1981 г.

Этот факт обусловил необходимость бурения скважин на безводном растворе, т.к. косвенные

методы определения остаточной водонасыщенности (капилляротерия, центрифугирование и др.) по технологии предполагают экстрагирование исследуемых образцов керна и, соответственно, изменение смачиваемости порового пространства, приводящее к изменению водоудерживающей способности исследуемых образцов. Неэкстрагирование образцов приводит при капилляротерии и центрифугировании к регистрации невытесненных остаточных углеводородов (вместе с количеством вытесненной воды). Это связано с весовым способом регистрации остаточной воды и определении ее доли в поровом пространстве, при определении пористости в последующем на экстрагированных тех же образцах керна.

На рис. 11 приведена зависимость K_{vo} от K_p , определенных на керне по неэкстрагированным образцам, отобранным ниже ВНК в водоносной части разреза, в предположении о полной сохранности остаточной нефтенасыщенности в керне при водонасыщении порового простран-

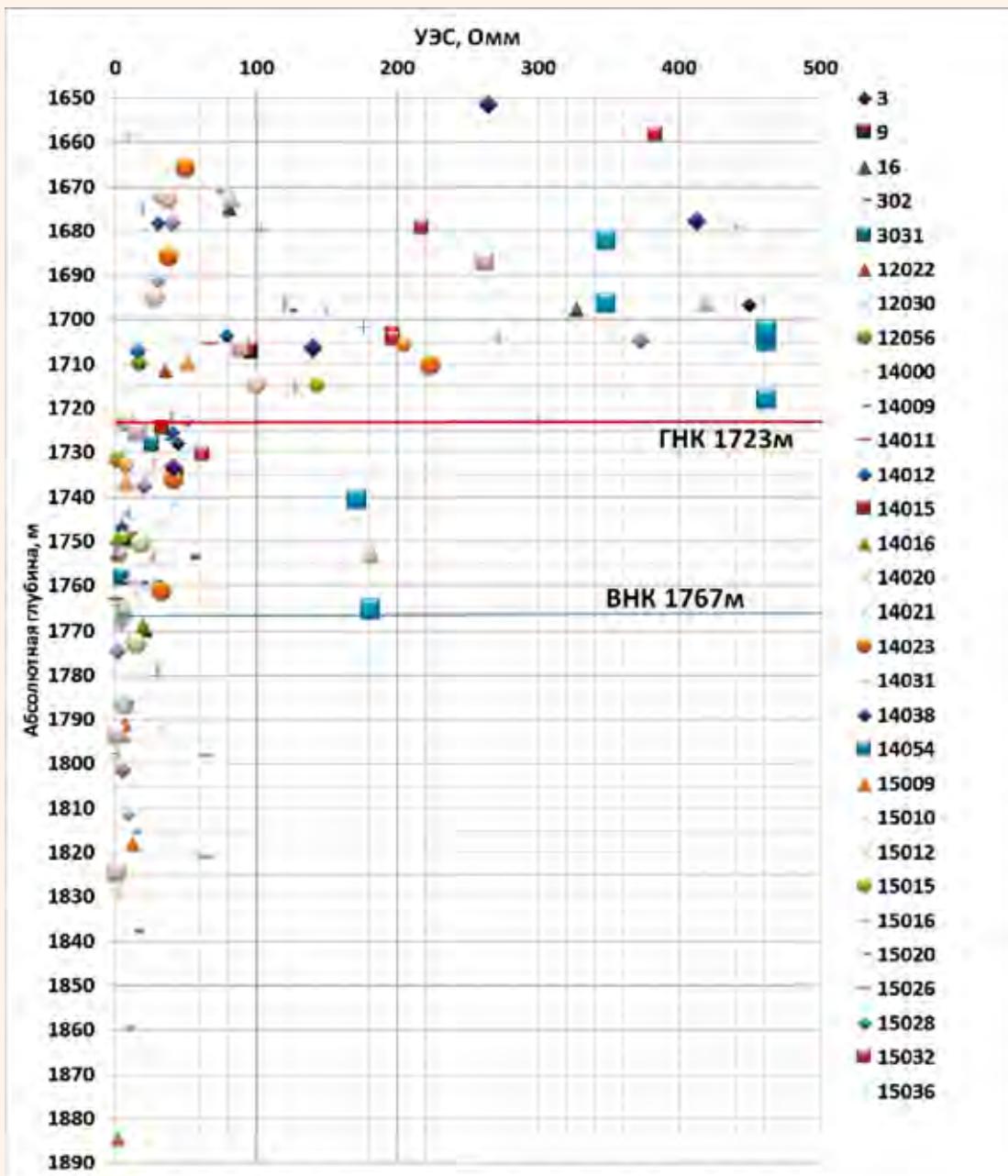


Рис. 12.

Определение положения ГНК, ВНК методом «Умного осреднения». Результат обработки данных БК в пределах Среднекаменноугольной залежи Оренбургского НГКМ

ства и сохранении смачиваемости этого пространства.

Для уточнения положения межфлюидальных контактов и независимого их подтверждения в подсчете запасов ОНГКМ, выполненном в 2019 г., применили математический подход под названием «Умное осреднение» [6]. Кривые параметра ГИС были подвергнуты многоразовой статистической фильтрации в некотором окне переменного положения (но обязательно вклю-

чающем усредняемый параметр). Результатом такого подхода является квазипластовая модель, описываемая скачкообразным изменением параметра, детальность которой зависит от набора длины используемых статистических фильтров (величин окон осреднения). Таким образом, «скакочок» значений параметра, связанный с наличием флюидального контакта, может быть выявлен и уточнен путем выбора оптимального значения усредняющего окна.



Рис. 13.
Геологические запасы «сухого» газа, млрд.м³ по месторождениям (категории A, B1, B2)

В соответствии с принятыми допущениями был проведен математико-статистический анализ массива данных БК в пределах среднекаменноугольной залежи Оренбургского НГКМ. По результатам тестирования окон, размер которых выбирался с учетом мощности продуктивной толщи залежи, было выбрано окно осреднения 15 м (150 отсчетов). Число итераций – 10. Результат статистической обработки данных БК с использованием алгоритма «Умного осреднения» показан на **рис. 12**. Группы близких величин электрического сопротивления заменены их средними значениями. Скачкообразные аномалии параметра, связанные с положением ГНК и ВНК, выделяются уверенно.

Далее представлена оценка достоверности геологической модели и ПЗ ЧНГКМ, АГКМ, ОНГКМ во времени (**рис. 13**).

Анализируя запасы по уникальным месторождениям во времени, видно, что проведенные в разные годы подсчеты запасов УВ имеют высокую достоверность (по АГКМ прирост запасов после ПЗ 1988 г. вызван пересмотром уровня ГВК). Следовательно, если за почти 20-летний период без наличия моделей 3D (запасы по 2D) и позже при наличии моделей 3D запасы практически не изменяются, то это свидетельствует о правильной разведке месторождений и адекватности геологических моделей в целом. **❷**

Литература

- Пылев Е.А., Чуриков Ю.М., Поляков Е.Е. и др. Оценка проводимости разломов по данным межскважинного гидропрослушивания на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Вести газовой науки. 2021. № 3(48).
- Чурикова И.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е. и др. Дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чаяндинского и Ковыктинского месторождений) // Вести газовой науки. 2021. № 3(48).
- Духненко Ю.А. Методика геометризации зон распространения засоленных отложений для месторождений Восточной Сибири (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения) // Вести газовой науки. 2021. № 3(48).
- Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е. и др. Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей // Геология нефти и газа. 2022. № 2.
- Поляков Е.Е., Федорова Е.А., Стрекозин В.В. и др. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Астраханского газоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2017. № 3(31).
- Ромашенко С.Ю., Крылов Д.Н., Поляков Е.Е. Определение межфлюидальных контактов залежи с использованием аддитивных фильтров кривых каротажа в сложнопостроенные коллекторах (на примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения) // Вести газовой науки. 2019. № 4(41).

UDC 553.98:553.04

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

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

A.R. Galiyeva, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of Laboratory of Scientific and Methodological Support of Reserves Calculation, OOO Gazprom VNIIGAZ¹, A_Galieva@vniigaz.gazprom.ru

N.D. Gachegova, Chief Specialist of Laboratory of Scientific and Methodological Support of Reserves Calculation, OOO Gazprom VNIIGAZ¹, N_Gachegova@vniigaz.gazprom.ru

¹15 bldg. 1 Proektiruyemy proezd No. 5537, Razvilka settlement, Moscow region, 142717, Russia.

The Role of Scientific Research in the Adequacy of Reserves Estimates for Russia's Unique Fields (Gazprom PJSC)

Abstract. The development and implementation of scientific methods led to the successful implementation and protection of reserves calculations for unique fields of Gazprom PJSC. Scientific research deals with the issues of geological and petrophysical models of deposits, in particular, tectonics, interfluid contacts, saturation estimates, etc. Analysis of reserves calculated in different years allows us to conclude that the exploration of deposits is correct and the reliability of geological models.

Keywords: calculation of reserves; gas; tectonic disturbances; inclined GNK; unique deposits; neural network technology.

References

1. Pylev E.A., Churikov Iu.M., Poliakov E.E. i dr. *Otsenka provodimosti razломов по dannym mezhsvazhinnogo gidroproslushivaniia na Chaibandinskoye neftegazokondensatnom mestorozhdenii* [Evaluation of fault conductivity based on interwell testing data at the Chayandinskoye oil and gas condensate field]. *Vesti gazovoї nauki* [News of gas science], 2021, No 3(48).
2. Churikova I.V., Pylev E.A., Poliakov E.E. i dr. *Differentsirovannoe opredelenie fil'tratsionno-ermkostnykh svoistv neodnorodnykh kollektorov vendskikh otlozhenii Vostochnoi Sibiri po dannym geofizicheskikh issledovanii skvazhin (na primere Chaibandinskogo i Kovyktinskogo mestorozhdenii)* [Differentiated determination of porosity-permeability properties of heterogeneous reservoirs of Vendian deposits in Eastern Siberia according to well logging data (on the example of the Chayandinskoye and Kovyktinskoye fields)]. *Vesti gazovoї nauki* [News of gas science], 2021, No 3(48).
3. Dukhnenko Iu.A. *Metodika geometrizatsii zon rasprostraneniia zasolonennykh otlozhenii dla mestorozhdenii Vostochnoi Sibiri (na primere Chaibandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdenii)* [Method of geometrization of zones of distribution of saline deposits for the fields of Eastern Siberia (on the example of the Chayandinskoye oil and gas condensate field)]. *Vesti gazovoї nauki* [News of gas science], 2021, No 3(48).
4. Pinchuk A.V., Pylev E.A., Poliakov E.E. i dr. *Optimizatsiia kustovogo bureniia na Chaibandinskoye neftegazokondensatnom mestorozhdenii po dannym sovmestnogo analiza seismicheskikh atributov i GIS s primeneniem algoritmov neironnykh setei* [Optimization of cluster drilling at the Chayandinskoye oil and gas condensate field based on joint analysis of seismic attributes and well logging using neural network algorithms]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2022, No 2.
5. Poliakov E.E., Fedorova E.A., Strekozin V.V. i dr. *Reshenie nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorofov Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdenii* [Solving scientific problems when calculating the reserves of hydrocarbons of the Astrakhan gas condensate field]. *Vesti gazovoї nauki* [News of gas science], 2017, No 3(31).
6. Romashchenko S.Iu., Krylov D.N., Poliakov E.E. *Opredelenie mezhfliuidal'nykh kontaktov zalezhi s ispol'zovaniem adaptivnykh fil'trov krivykh karotazha v slozhnopostroennyykh kollektorakh (na primere Srednekamenogornoi zalezhi Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdenii)* [Determination of interfluid contacts of a deposit using adaptive filters of logging curves in complex reservoirs (on the example of the Middle Carboniferous deposit of the Orenburg oil and gas condensate field)]. *Vesti gazovoї nauki* [News of gas science], 2019, No 4(41).



Е.В. Аксенова
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
начальник управления
EV.Aksyonova@novatek.ru



Ф.С. Завалин
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
начальник управления
fszavalin@novatek.ru



А.В. Кузнецов
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
руководитель группы
Aleksey.V.Kuznetsov@novatek.ru



Д.А. Листойкин
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
старший эксперт
Dmitriy.Listaykin@novatek.ru



А.Г. Лаптей
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
эксперт
Anastasiya.Laptev@novatek.ru



Е.П. Сайтова
ООО «НОВАТЭК НТЦ»¹
главный специалист
EPSaitova@novatek.ru



М.В. Чарупа
«Шломберже Лоджелко Инк»²
Технический эксперт по ГДК-ОПК
MCharupa@slb.com



С.В. Новиков
канд. техн. наук
«Шломберже Лоджелко Инк»²
ведущий инженер-разработчик
НГКМ
SNovikov³@slb.com



Н.М. Свихнушин
канд. геол.-мин. наук
«Шломберже Лоджелко Инк»²
консультант
NSVikhnushin@slb.com

Использование методов

ГДК-ОПК на примере сопоставления исследований скважин в открытом стволе и в колонне для обоснования промышленных запасов УВС при постановке на Госбаланс (суша). Предложения по оптимизации методики

¹Россия, 625026, Тюмень, ул. 50 лет ВСКСМ, 53.

²Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе, 16а, стр. 3.

Авторы рассматривают возможность получения промысловых параметров продуктивных пластов для отнесения запасов УВС к промышленным категориям (C1, B2) по результатам гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле. На примере двух месторождений сопоставлены оценки расчетных дебитов газа нескольких продуктивных пластов, полученных по данным гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле, с величинами дебитов, измеренными при испытаниях этих пластов в колонне. Показано, что оценка промысловых параметров пластов по данным гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле практически совпадают с результатами опробований в колонне, а по времени исследований на порядок меньше, что сокращает общие сроки строительства скважины. Отмечено, что в отдельных пластах, представленных низкопроницаемыми коллекторами, прогноз дебитов возможен только по данным гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле.

Ключевые слова: газ; испытания скважин; гидродинамический каротаж; опробование пластов на кабеле; промышленная категория запасов углеводородов

Основанием для проведения промышленного или оперативного подсчета запасов углеводородного сырья являются результаты поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также подготовка проектного документа.

В результате проведения геологоразведочных работ основным критерием для отнесения запасов к промышленной категории (для месторождений, находящихся в разработке – категория В1, в разведке – С1) согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [1] является получение промышленных притоков нефти или газа.

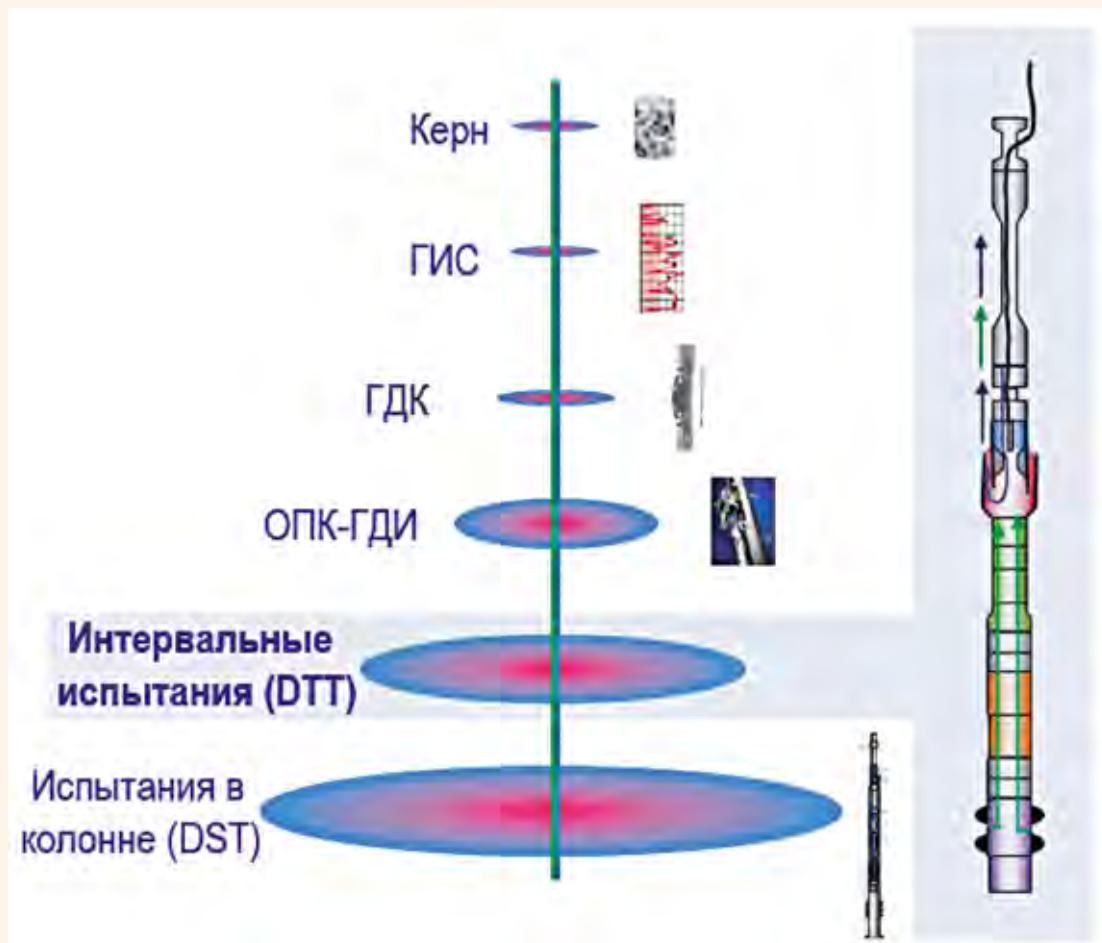
Основными методами получения промышленных характеристик пластов для выделения промышленных категорий запасов являются испытания в колонне и опробования приборами на кабеле. При этом существенно отличается время проведения этих исследований. Так, в среднем для 10 объектов время испытания пластов в колонне составляет 150–200 суток, для опробова-

ния пластов приборами на кабеле – около 5–7 суток.

Целью настоящей работы является рассмотрение возможностей оценок промышленных характеристик нефтегазовых пластов, прежде всего – потенциальных дебитов, опробователями пластов на кабеле при постановке запасов УВС по промышленным категориям и возможной экономии времени исследований комплексом ОПК-ГДИ при строительстве скважин.

Как отмечено выше, запасы УВС относятся к промышленным категориям по факту получения промышленного притока при опробовании в колонне. В ряде случаев допускается отнесение запасов к промышленным категориям по результатам испытания пластов в открытом стволе испытателями на трубах. В скважинах, расположенных на шельфе морей, допускается принятие запасов по категории С1 на основании опробований пластоиспытателями на кабеле [1, 2]. Причиной этого, скорее всего, является различная глубинность исследований при различных видах опробования. На **рис. 1** схематиче-

Рис. 1.
Схема изменения глубинности различных видов опробования



Назначение	Прижимной зонд	Двойной Пакер	Зонд радиального типа
ГДК – замер давления, оценка подвижности флюида; градиент пластового давления	да	да	да
ОПК – опробование пластов: идентификация типа флюида и отбор проб	да, при подвижности > 7–10 мД/сП	да	да
Интервальные испытания: ИД и КВД (проницаемость, скрин, продуктивность)	нет	да	да
Стресс-тесты (микро-ГРП) – механические параметры	нет	да	нет
Условия применения / Ограничения/ преимущества	<ul style="list-style-type: none"> – подвижность > 7–10 мД/сП – точечный замер (высокое вертикальное разрешение) – быстрая очистка и прокачка до пластового флюида 	<ul style="list-style-type: none"> – $\mu > 0,3$ мД/сП – трещиноватые, кавернозные и слабосцементированные породы – высоковязкие нефти – «мертвый» объем (буровой раствор в межпакерном пространстве) – более длительная откачка – сроки 	<ul style="list-style-type: none"> – работает в условиях, аналогичных применимости ДП – быстрая установка – быстрая очистка до пластового флюида – невозможно оценить Р, при котором порода рвется

Таблица 1.
Типы модулей контакта с пластом приборов МДТ

ски показано, что при опробовании в колонне и в открытом стволе на трубах обеспечивается наибольшая глубинность исследований, что позволяет отобрать пробы пластовых флюидов и оценить гидродинамические свойства пластов, неискаженные в процессе их вскрытия.

Однако в настоящее время для проведения гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов на кабеле (ОПК), имеются оборудование и комплекс приборов, обеспечивающих решение задач геологоразведки и разработки месторождений в части изучения резервуаров и содержащихся в них флюидов. Основными задачами, которые решаются с использованием современных методов ГДК-ОПК являются:

- оценка наличия коллектора и характера его насыщения (в том числе диагностика положения флюидальных контактов);
- отбор глубинных проб и изучение свойств пластовых флюидов (состав, газовый фактор, плотность, вязкость, РВТ);
- определение величины пластового давления и эффективной проницаемости (анализ кривых падения и восстановления давления);
- оценка продуктивности объектов исследования (прогнозные дебиты флюидов).

Выбор оборудования для проведения ГДК-ОПК в значительной степени влияет на получаемые результаты исследований. Одной из основных составляющих оборудования является

модуль контакта с пластом (**табл. 1**), у каждого из них есть свои особенности, ограничения и преимущества.

Прижимной зонд в основном используется для проведения ГДК (оценки пластового давления, определения контактов флюидов). Полноценное опробование пласта рекомендуется проводить при подвижностях более 7–10 мД/сП. Основным преимуществом использования данного зонда является быстрая очистка и прокачка до пластового флюида.

С помощью двойного пакера возможно решить все основные задачи: замер давления, оценка подвижности флюида, отбор проб флюидов, определение фильтрационных параметров испытываемого пропластка (проницаемость, скрин-фактор, продуктивность), оценка механических параметров породы при стресс-тесте (микро-ГРП). Однако у данного модуля есть недостаток – это наличие «мертвого» объема, т.е. наличие бурового раствора в межпакерном пространстве, который необходимо дополнительно откачать до начала поступления пластового флюида. Данный факт в ряде случаев может приводить к существенным временным затратам.

Зонд радиального типа («Сатурн» и т.п.) может использоваться для решения практически всех задач, кроме оценки давления гидроразрыва пород. Также как и прижимной зонд, ха-

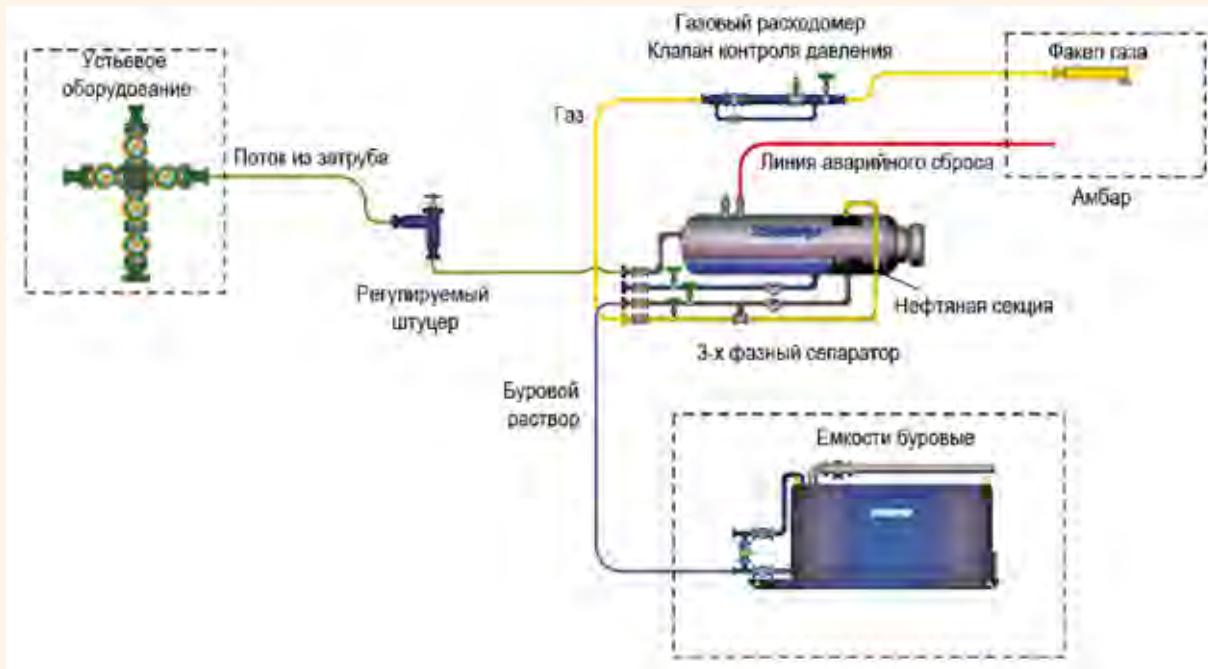


Рис. 2.

Принципиальная схема поверхностного комплекса освоения

рактеризуется быстрой установкой и быстрой очисткой до пластового флюида.

Помимо описанных выше модулей контакта с пластом разработан испытатель пластов нового поколения, *рис. 2* [3]. Основными его преимуществами являются:

- система глубинных насосов с повышенным диапазоном производительности (0,1–200 см³/с), позволяющих проводить опробование как высокопроницаемых, так и крайне низкопроницаемых объектов одним и тем же оборудованием за одну спускопередвижную операцию;

- двухпакерная система с двумя входными портами и усиленными пакерными элементами длиной межпакерного интервала 2,4 м, а также возможностью удлинения межпакерного интервала до 15 м;

- возможность комбинирования скважинных приборов с наземным комплексом освоения для получения притока пластового флюида на поверхности при испытаниях в открытом стволе.

Использование этой модификации позволяет получать осредненные промысловые характеристики пластов толщиной до 15 м.

Таблица 2.

Результаты сопоставления расчетных и фактических дебитов и времени проведения испытаний. Месторождение X

Скважина	Пласт	Расчетный дебит по ГДК-ОПК, тыс. м ³ /сут	Фактический дебит при испытании в обсаженном стволе, тыс. м ³ /сут	Расхождение по характеру притока	Время испыт. при ОПК, сут	Время испыт. в обсаженном стволе, сут	Ткол/Топк, сут/сут
A	4	19,5	21,7	нет (пром. дебит)	0,13	11	84,6
B	5	235,1	227,4	нет (пром. дебит)	0,35	19	54,3
B	17	2,6	незнач. выход газа	нет (непром. дебит)	0,13	14	107,7
B	21	22,8	30,7	нет (пром. дебит)	0,57	19	33,3
D	10	416	564	нет (пром. дебит)	0,29	15	51,7
E	10	845	765	нет (пром. дебит)	0,17	12	70,6
F	10	550	596	нет (пром. дебит)	0,45	25	55,6
G	15	164	297	нет (пром. дебит)	0,71	21	29,6
I	22	293	269	нет (пром. дебит)	0,83	26	31,3
					3,63	162	44,6

В настоящее время разработаны и рекомендованы ГКЗ для практического использования «Методические рекомендации по основанию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов», которые апробированы на газовых месторождениях, расположенных на шельфе [4]. Согласно этой методике, по результатам ГИС и комплекса ГДК-ОПК возможна постановка на учет и перевод запасов УВС в промышленную категорию. Для этого необходимо выполнить следующие операции:

- анализ и верификация результатов ГДИ в открытом стволе, а также оценка проницаемости испытанного пропластка;
- построение зависимости проницаемости по данной скважине с привлечением данных ГИС-ГДИС региона по пластам с аналогичными геологическими условиями (осадконакопление, термобарические условия, насыщение и т.д.);
- расчет проницаемости проектных интервалов испытания на основе полученной зависимости;
- определение исходных данных для моделирования;
- моделирование процесса испытания интервала и расчет потенциальных дебитов.

Для оценки возможности применения этой методики для прогнозирования потенциальных дебитов по данным ОПК-ГДК было произведено моделирование испытания в 9 интервалах месторождения X и в 3 интервалах месторождения Y, по которым в дальнейшем были измерены дебиты газа в колонне.

Расчеты дебитов по ОПК-ГДК произведены для трех режимов с депрессиями в 15%, 30%, 50% и скрин-факторе, равном 0, +4, +10. За базовый принимался вариант со скрин-фактором +4 (соответствие со средним значением скрин-фактора на скважинах месторождения X).

По результатам расчетов получены графики изменения дебита на выбранных режимах, для стабилизации дебитов длительность режимов при расчетах принималась равной 10 суткам. Для проверки рассчитанных значений дебитов были построены индикаторные диаграммы с исходными данными по проницаемости, пластовому давлению и скрин-фактору.

В **табл. 2, 3** приведены величины потенциальных дебитов по ОПК-ГДК в исследованных пластиах и измеренные в процессе испытания в колонне.

На **рис. 3** сопоставлены величины дебитов газа, полученные различными способами из **табл. 2, 3**. Из сопоставления следует, что рассчитанные по данным ОПК-ГДК потенциальные дебиты газа совпадают с измеренными при испытании в колонне. Это позволяет использовать величины потенциальных дебитов газа по комплексу ОПК-ГДК для отнесения запасов УВС по промышленным категориям.

Кроме величин дебитов, в **табл. 2, 3** приведены затраты времени для оценки дебитов комплексом ОПК-ГДК и при опробовании в колонне. Сопоставление затрат времени на замеры дебитов газа по данным ОПК-ГДК с затратами времени на замеры дебитов в колонне показывает, что использование методики ОПК-ГДК снижает затраты времени в 11–108 раз по сравнению с опробованиями в колонне. Это показывает, что использование комплекса ОПК-ГДК при исследовании промысловых параметров продуктивных пластов позволяет получить большую экономию времени и сократить сроки строительства скважин. В экстремальных климатических условиях этот эффект очень важен.

При испытании низкопроницаемых коллекторов зачастую объекты попадают в категорию «сухие» **рис. 4**. В случае проведения интенсификации методом ГРП таких объектов невозможно испытать отдельно каждый пласт, поскольку трещина ГРП вскрывает сразу несколько пла-

Таблица 3.

Результаты сопоставления расчетных и фактических дебитов и времени проведения испытаний. Месторождение Y

Скважина	Пласт	Расчетный дебит по ГДК-ОПК, тыс. м ³ /сут	Фактический дебит при испытании в обсаженном стволе, тыс. м ³ /сут	Расхождение по характеру притока	Время испыт. при ОПК, сут	Время испыт. в обсаженном стволе, сут	Ткол/Топк, сут/сут
A	18	320,3	371,1	нет (пром. дебит)	1,02	11	10,8
A	3	269,8	404,5	нет (пром. дебит)	0,58	24	41,4
A	1	315,3	334,1	нет (пром. дебит)	0,41	8	19,5
					2,01	43	21,4

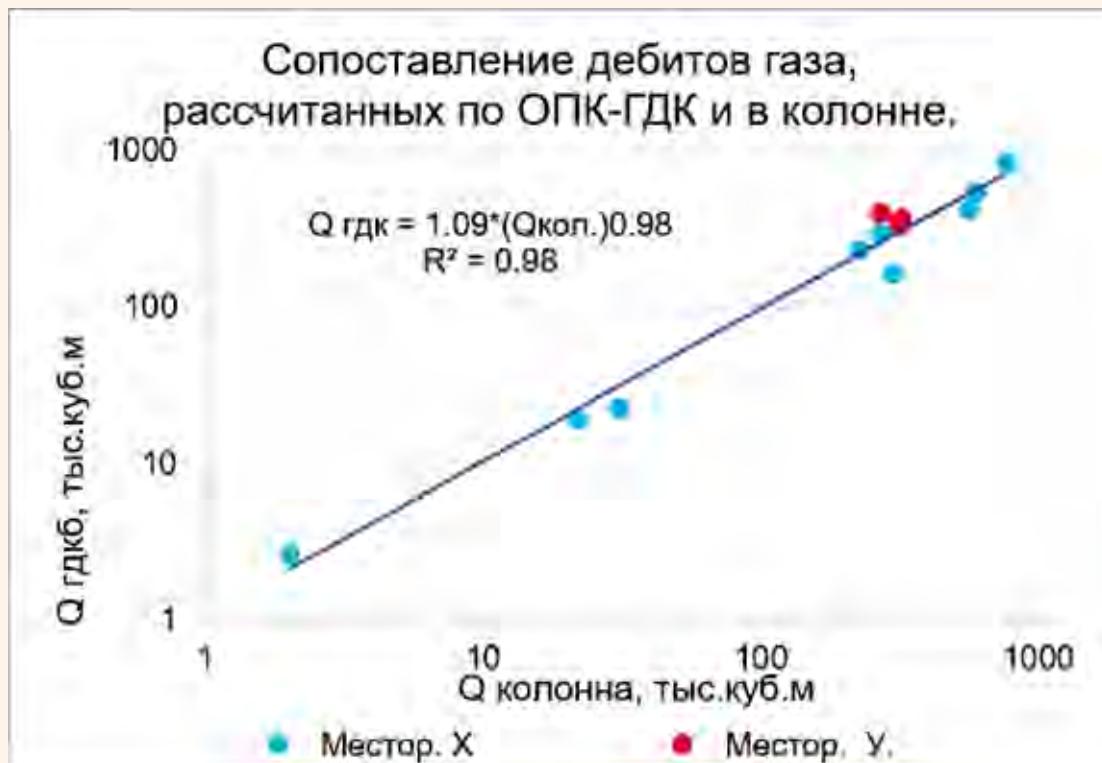


Рис. 3.

Сопоставление величин дебитов газа, рассчитанных по ОПК-ГДК, и измеренных при испытании в колонне

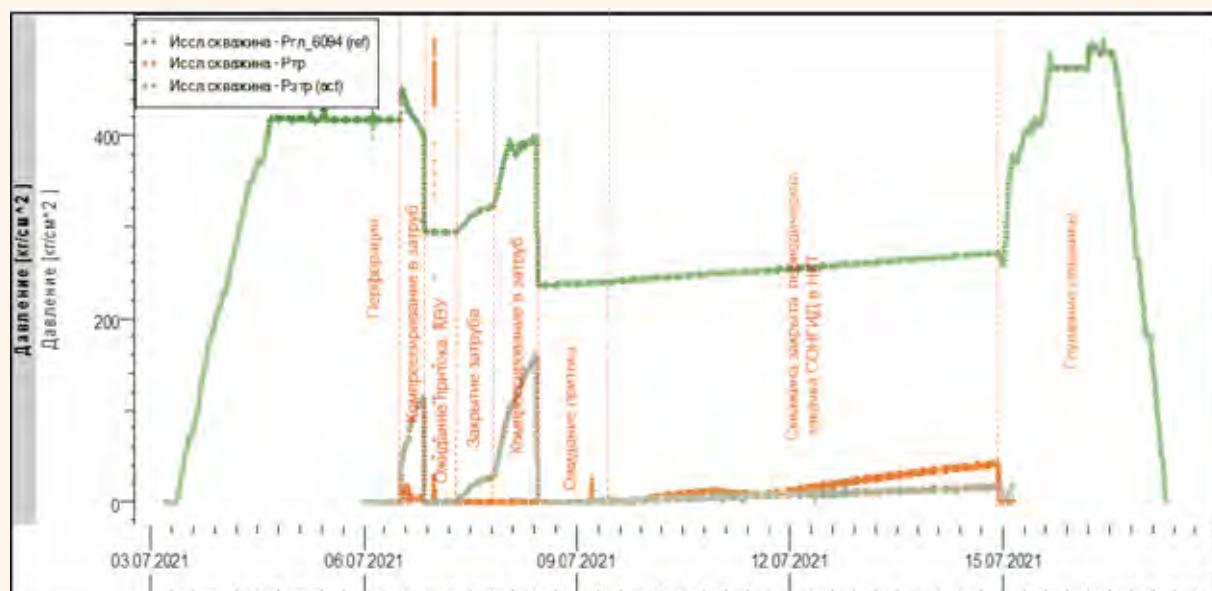
тов. В этом случае трещина ГРП захватывает несколько пластов с различными ФЕС и различными по свойствам пластовых флюидов (различное конденсатосодержание в пластовом газе). В результате испытания таким заканчиванием

получаем и средние характеристики по группе пластов (рис. 5).

При использовании ГДК-ОПК в низкопроницаемых коллекторах возможно получить информацию о насыщении и ФЕС пластов, отобрать пробы

Рис. 4.

Пример испытания скважины в открытом стволе, юрские отложения



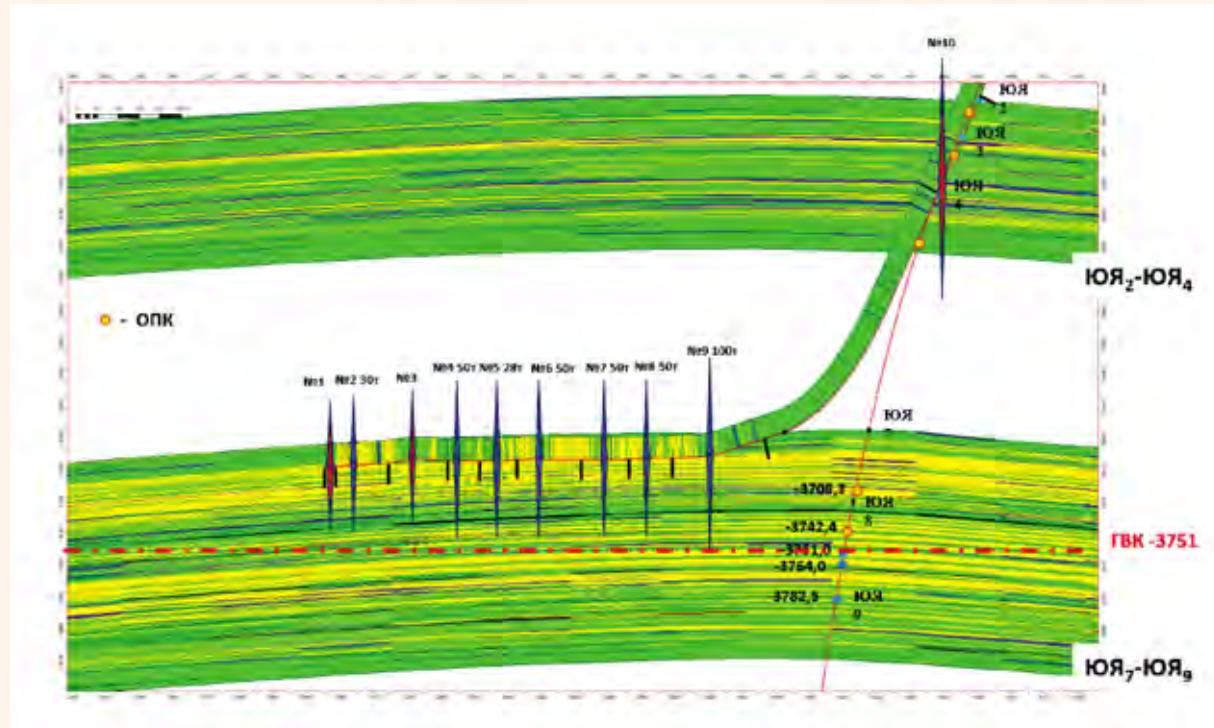


Рис. 5.

Вскрытие пластов трещинами ГРП при заканчивании МГРП и селективное ОПК

флюидов и оценить прогнозные дебиты селективно по каждому пласту и за более сжатые сроки по сравнению с обсаженным стволом. Полученные ФЕС при ГДК-ОПК можно пересчитать на различные заканчивания скважин для подбора оптимальной системы разработки (ВС, ВС+ГРП, МсГРП, тоннаж проппанта с подключением и без подключения выше/нижележащих объектов и пр.).

Таким образом, ГДК-ОПК в условиях низко-проницаемых коллекторов является единственным доступным методом оценки залежи (ФЕС, Рпл, пробы флюидов, прогноз дебитов) для выделения промышленной категории запасов УВ.

Изложенные выше материалы позволяют сделать следующие выводы.

1. Результаты комплекса ОПК-ГДК позволяют с высокой степенью надежности количественно оценивать потенциально возможные дебиты продуктивных пластов, на основании чего запасы УВС могут быть отнесены к промышленным категориям.

2. Одновременно комплекс ОПК-ГДК в процессе его выполнения позволяет произвести отбор представительных проб пластового флюида, измерить пластовые давления, установить положения флюидальных контактов, т.е. получить все необходимые промысловые параметры пласта.

3. Комплект зондовых элементов приборов ОПК-ГДК позволяет успешно проводить исследования в различных геолого-технических условиях и получать характеристики удаленных зон пластов.

4. Применение комплексов ОПК-ГДК для оценок промысловых параметров пластов позволяет получить существенную экономию времени при проведении исследований.

Для более широкого использования комплекса ОПК-ГДК можно рекомендовать провести анализ возможностей комплекса ОПК-ГДК для оценки промысловых параметров в нефтенасыщенных пластах. **❶**

Литература

1. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р). Доступно на: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (обращение 07.07.2022).
2. ГОСТ Р 53240-2008. Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний. М. 2009.

3. Новиков С.В., Чарупа М.В., Джалалян Я.Э., и др. Новое поколение испытателей пластов – новые горизонты: первый опыт в России. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2021, SPE-206491-RU.
4. Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В. и др. Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов. М. 2015.

UDC 553.981/550.853

E.V. Aksanova, Head of Department, OOO NOVATEK NTC¹, EVAksyonova@novatek.ru
F.S. Zavalin, Head of Department, OOO NOVATEK NTC¹, fszavalin@novatek.ru
A.V. Kuznetsov, Team Leader, OOO NOVATEK NTC¹, Aleksey.V.Kuznetsov@novatek.ru
D.A. Listoykin, Senior Expert, OOO NOVATEK NTC¹, Dmitriy.Listoykin@novatek.ru
A.G. Laptei, Expert, OOO NOVATEK NTC¹, Anastasia.Laptev@novatek.ru
E.P. Saitova, Chief Specialist, OOO NOVATEK NTC¹, EPSaitova@novatek.ru
M.V. Charupa, Technical Expert for Hydrodynamic Logging and Reservoir Testing, Schlumberger Logelco Inc.², MCharupa@slb.com
S.V. Novikov, Cand. Sc. (Engineering), Lead Engineer-developer of Oil and Gas Condensate Field, Schlumberger Logelco Inc.², SNovikov3@slb.com
N.M. Svhushin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Consultant, Schlumberger Logelco Inc.², NSvkhushin@slb.com

¹53 50-years VLKSM str, Tyumen, 625026, Russia.

²16a, bldg. 3, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russia.

The Use of GDK-OPK Methods on the Example of Comparing Wells in an Open Hole and in a Column to Justify Industrial Reserves of Hydrocarbons when They are Put on the State Balance (Onshore). Suggestions for Optimizing the Methodology

Abstract. Increasing the resource base of oil and gas companies is one of their priority tasks. Currently, prospecting and exploration work is being actively carried out in areas located in hard-to-reach areas, including those associated with the shelf part. The duration of certain types of work for the preparation of hydrocarbon reserves by industrial categories in such conditions significantly affects the efficiency of geological exploration. The authors are considering the possibility of obtaining field parameters of productive formations for classifying hydrocarbon reserves to industrial categories (C1, B2) based on the results of hydrodynamic logging and testing of formations on a cable. On the example of two fields, estimates of the calculated gas flow rates of several productive formations obtained from the data of hydrodynamic logging and testing of formations on a cable are compared with the flow rates measured during testing of these formations in a column. It is shown that the assessment of reservoir parameters based on hydrodynamic logging and wireline testing of reservoirs practically coincides with the results of testing in a string, and the research time is an order of magnitude less, which reduces the overall well construction time. It is noted that in some reservoirs, represented by low-permeability reservoirs, the forecast of production rates is possible only according to hydrodynamic logging and testing of reservoirs on a cable.

Keywords: gas; well testing; hydrodynamic logging; testing of layers on the cable; industrial category of hydrocarbon reserves

References

1. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov, utverzhdennoi prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiiskoi Federatsii ot 01.11.2013 № 477 (utverzhdeny rasporiazheniem Minprirody Rossii ot 01.02.2016 № 3-r) [Guidelines for the application of the Classification of Oil and Combustible Gas Reserves and Resources, approved by Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated November 1, 2013 (approved by Order No. 3-r of the Russian Ministry of Natural Resources dated February 1, 2016)]. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (accessed 7 July 2022).
2. GOST R 53240-2008. Skazhiny poiskovo-razvedochnye neftinye i gazovye. Pravila provedeniia ispytanii [GOST R 53240-2008. Exploration wells for oil and gas. Rules for conducting tests]. Moscow, 2009.
3. Novikov S.V., Charupa M.V., Dzhalatian Ia.E., i dr. Novoe pokolenie ispytatelei plastov – novye gorizonty: pervyi opty v Rossii [New generation of reservoir testers – new horizons: first experience in Russia]. Russian Oil and Gas Technical Conference SPE 2021, SPE-206491-RU.
4. Cherepanov V.V., Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V. i dr. Metodicheskie rekomendatsii po obosnovaniyu podschetnykh parametrov zalezhei v terrigennykh otlozheniakh po dannym GIS i novym metodam GDK-OPK pri postanovke na uchet i perevode UVS v promyslennye kategorii zapasov [Guidelines for substantiating the calculation parameters of deposits in terrigenous deposits according to well logging data and new methods of GDK-OPK when registering and transferring hydrocarbons to industrial categories of reserves]. Moscow, 2015.



Я.Г. Грибик
канд. геол.-мин. наук
Институт природопользования НАН Беларуси¹
занимающий лабораторией геотектоники
и геофизики
yaroslavgribik@tut.by

Репоисковые работы на нефть на важных объектах Припятского прогиба

¹Республика Беларусь, 220076, Минск, ул. Ф. Скорины, 10,

Проанализированы результаты геологоразведочных работ на нефть в пределах Ельского, Шатилковского, Савичского и Петриковско-Шестовичского участков Припятского прогиба. Анализ охватывает почти 70-летний период от бурения первых поисковых скважин, заложенных по методу «дикой кошки», до современного комплексного обоснования. За анализируемый период пробурено от 12 до 23 глубоких скважин с общей проходкой от 42,3 тыс. м до 68,3 тыс. м на каждом участке. Начальный этап работы после первого притока нефти характеризуется более высокой активностью бурения новых поисковых скважин, обоснованных доступными на тот период методами. Отрицательный результат поискового бурения на отдельных участках обусловлен также существенной расчлененностью внутрисолевых перспективных горизонтов и площадной невыдержанностью пластов-коллекторов в подсолевом комплексе. В пределах участков установлены залежи с извлекаемыми запасами нефти не более 450 тыс. т, что можно определять в качестве невысокой экономической эффективности поисковых работ. Однако работы сыграли положительную роль по определению реальных моделей ловушек углеводородов для использования при репоисковых работах на проанализированных и других участках Припятского прогиба

Ключевые слова: нефть; скважина; верхняя соль; приток; запасы; метод «дикой кошки»

Поисковый этап по углеводородному направлению в большинстве мировых нефтегазовых бассейнов проходит по примерно одинаковой схеме. Начальный период, когда существуют только абрисные контуры осадочного бассейна, в пределах которого можно выявить залежи углеводородов, выполняются региональные исследования, включающие сеть геофизических профилей с бурением отдельных опорных либо параметрических скважин для оценки общей характеристики осадочного чехла бассейна или привязки к нему геофизических отражающих горизонтов.

Следующим этапом, после выявления отдельных положительных критериев по оценке бассейна, возможен выход на отдельных участках для постановки поискового бурения. Процесс ускоренного выхода с поисковым бурением будет более активен при выявлении в первых параметрических либо опорных скважинах залежей нефти либо прямых признаков углеводородов. На этой стадии в геологоразведочном процессе в некоторых нефтегазоносных регионах США использовался метод *wildcat wells* – метод «дикой кошки» [1]. Он базировался в расчете на удачу с использованием некоторых доступных в этот период положительных факторов нефтеперспективности и с учетом интуиции. В отдельных бассейнах при неглубоком залегании перспективных горизонтов, и следовательно, при небольшой глубине поисковых скважин метод приносил определенный успех. Однако в последние годы, по мнению редакторов информации Леворсена (Н.Б. Вассоевич, М.И. Калинко), большинство скважин бурится в США и других регионах мира на основе анализа всех имеющихся геолого-геофизических данных. Такой метод в последующем стал сегодня историческим «анахронизмом» и применение его в двадцать первом веке ничем не оправдано.

Однако во всех бассейнах исторические этапы геологического изучения и поисков нефти характеризуются периодом, когда был использован поисковый метод «дикой кошки» (ДК). Его применение стимулировалось не только фактом более быстрой оценки выявленного нефтепроявления, но также определением структурно-геологических параметров залежи для последующего использования их в качестве поискового метода. Для Припятского прогиба со степенью разведенности ресурсной базы традиционного углеводородного сырья около 60% отдельные скважины не прямого углеводородного направления могут приносить новые неожиданные результаты, как по бурению в 2020 г. на Петриковско-Шестовичском участке.

Объекты и методы исследования

С целью оценки степени влияния на поисково-разведочный этап на нефть в условиях Припятского прогиба метода ДК нами проанализированы результаты геологоразведочных работ за период 1950–2020 гг., т.е. от начального периода геологических исследований. Учитывалось то, что каждый этап характеризовался своей интенсивностью геологоразведочного процесса, что, естественно, сказывалось на их результатах.

Для оценки результатов работ при использовании метода ДК в условиях Припятского прогиба нами выполнен анализ по четырем полигонам, на которых в разные годы выполнялось заложение скважин по методу ДК, либо оказавшихся попутно в этой категории. В эти объекты в хронологической последовательности включены Ельский, Шатилковский, Савичский и Петриковско-Шестовичский участки (*рис. 1*).

В пределах Ельского участка в 1953 г. в скв. 2 из верхнесоленосного горизонта получен первый в Беларуси приток нефти, который в значительной мере стимулировал геологоразведочные работы. В последующем в параметрических скважинах, заложенных на региональных геофизических профилях на Шатилковской (1967 г.) и Савичской (1976 г.) площадях, получен приток нефти из отложений верхнесоленосного и подсолевого карбонатного комплексов, соответственно. В 2020 г. в технологической скважине на Петриковской площади установлено нефтеобнаружение в верхнесоленосной толще.

В пределах Ельского участка к настоящему времени пробурено 23 поисковые и параметрические скважины с общей проходкой, составляющей 68349 м (*табл. 1*). Не все скважины, приведенные в *табл. 1*, были проектированы на внутрисолевой объект, вскрытый скв. 2 в 1953 г., однако большая часть из них решала эту задачу, особенно в первый период поисковых работ на участке. Часть скважин закладывалась с целью изучения и поисков залежей нефти в межсолевом и подсолевом комплексах. Однако реальный приток нефти из межсолевого комплекса получен только в 2010 г. в скв. Ново-Ельская 43.

На Шатилковском участке, в пределах которого в параметрической скв. 1 получен приток нефти из верхнесоленосного горизонта в 1967 г., к настоящему времени пробурено 16 скважин и выполнен общий объем проходки 60 377 м (*табл. 1*). В пределах этого участка поисковые скважины бурились также на межсолевой и подсолевой комплексы, в пределах которых залежей нефти не выявлено. Внутрисолевая залежь нефти подтверждена скв. Шатилковская 15 в 2011 г., а также Южно-Шатилковская залежь, установленная скв. 16 в 2014 г.



Рис. 1.

Припятский прогиб. Участки со скважинами заложения по методу «дикой кошки»

В районе Савичского участка, в пределах которого в параметрической скв. 1 из подсолевого карбонатного комплекса получен приток нефти в 1976 г., пробурено 12 скважин с общей проходкой 42 341 м. Все скважины, пробуренные на Савичском участке, выполняли роль поисковых, направленных на поиски залежей в горизонтах подсолевого карбонатного комплекса, выявленных скв. 1. Существенная разблокированность подсолевых отложений и площадная невыдержанность пластов-коллекторов оказывали отрицательную роль на эффективность поисковых работ. Ни одна из вновь пробуренных скважин не была продуктивной.

Петриковско-Шатилковский участок – это западный район Центральной части Припятского прогиба, примыкающий к Микашевичско-Житковичскому выступу (*рис. 1*). Поисковые и региональные работы в этом районе начаты в 50-е годы прошлого столетия. В анализ включены скважины, пробуренные в пределах Шестовичской (скв. 1, 2, 3, 4), Петриковской (скв. 5, 6), западной части Копаткевичской площади (скв. 4, 7, 8, 11), Северо-Шестовичской (скв. 1, 2) и Западно-Шестовичской (скв. 1, 2) площадей.

В 2020 г. на участке пробурена скв. Петриковская 1 технологическая, располагающаяся в пределах Северо-Шестовичской площади.

Скважина пробурена до глубины 2600 м до кристаллического фундамента для Петриковского ГОКа, как технологическая для утилизации рассолов в подсолевой терригенный комплекс. В процессе проводки скважины выявлено в верхнесоленосной толще три пласта, к которым приурочено нефтепроявление. Всего в пределах участка пробурено 42 670 м поискового бурения (*табл. 1*).

Результаты исследования по объектам

Ниже приведем геологические результаты, полученные по всем анализируемым участкам за весь период от заложения первых скважин в начальные этапы работ до настоящего времени.

Ельский участок

Ельское поднятие расположено в Ельском районе Гомельской области. Приурочено к однотипному соляному валу Припятского прогиба. Выявлено в 1950 г. комплексом методов (электроразведка, гравиразведка, сейсморазведка) геофизической экспедицией Управления геологии при Совете Министров БССР по поверхности верхнесоленосных елецко-лебедянских отложений. Выражено в виде антиклинали размером 7 × 2 км, амплитудой 400 м (по изогипсе -1200 м). Осложнено двумя слабо выраженным куполами, разделенными седловиной.

Ельский участок				Петриковско-Шестовичский участок				Шатилковский участок				Савичский участок								
№ скв.	Категория скважины	Фактически		№ скв.	Фактически		№ скв.	Фактически		№ скв.	Фактически		№ скв.	Фактически						
		Год бурения	глубина, м		Категория скважины	Год бурения		Категория скважины	Год бурения		Категория скважины	Год бурения		Категория скважины	Год бурения					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	ПР	1952	2894,4	D ₃ lb	1Ш	ПР	1957	3011	D ₂ st	1	ПР	1963	3477	D ₃ lb	1	ПР	1976	3603	D ₃ ln	
2	П	1953	2444	D ₃ lb	2Ш	ПР	1957	2892	AR+PR ₁	2	П	1968	4216	D ₃ sm	2	П	1976	3772	D ₂ nr	
3	П	1953	2316	D ₃ lb	3Ш	П	1957	3200	D ₂ st	3	П	1969	3935	D ₃ ev	3	П	1977	3775	AR+PR ₁	
4	П	1953	2301	D ₃ lb	4Ш	П	1962	3409	AR+PR ₁	4	П	1969	4211	D ₃ ev	4	П	1976	3815	D ₂ st	
5	П	1954	3331	D ₃ lv	5П	ПР	1958	2249	D ₃ ev	5	П	1970	3751	D ₃ zd-el	5	P	1978	3615	D ₃ ln	
6	П	1954	1730	D ₃ lb	6П	П	1958	2229	AR+PR ₁	6	П	1974	4115	D ₃ zd-el	6	П	1979	3629	D ₃ ln	
7	П	1954	2783	D ₃ lb	4K	П	1961	3309	AR+PR ₁	7	П	1969	4710	D ₃ ln	7	П	1983	3541	D ₂ st	
8	П	1954	3000	D ₃ zd-el	7K	П	1970	3094	AR+PR ₁	8	П	1974	4037	D ₃ ln	8	П	1980	3650	D ₂ st	
9	П	1955	3109	D ₃ pl	8K	П	1970	2805	AR+PR ₁	9	П	1986	3862	D ₃ zd-el	9	П	1980	3327	D ₂ st	
10	П	1955	3102	D ₃ zd-el	11K	П	1972	2966	D ₂ nr	10	П	1975	3902	D ₃ zd-el	10	P	1984	3367	D ₃ ln	
11	П	1955	3000	D ₃ zd-el	1CL	ПР	1971	2653	AR+PR ₁	11	П	1997	3522	D ₃ lv	11	П	1989	3632	D ₂ st	
17	П	1958	3244	D ₃ pl	2CS	П	1974	2401	AR+PR ₁	12	П	2009	3280	D ₃ lb	12		2000	2665	D ₃ lv	
18	П	1959	2756	D ₃ zd-el	13-Ш	П	1999	2930	AR+PR ₁	13	П	2010	3309	D ₃ lb						
19	ПР	1959	2748	D ₃ pl	23-Ш	П	2001	2922	AR+PR ₁	14	П	2010	3450	D ₃ lb						
20	П	1962	3600	D ₃ pl	1П	П	2020	2600	AR+PR ₁	15	П	2011	3450	D ₃ lb						
21	П	1966	4016	AR+PR ₁							16	П	2014	2150	D ₃ lb					
22	П	1968	3766	AR+PR ₁																
23	П	1967	2856	AR+PR ₁																
24	П	1970	3190	D ₃ ln																
26	П	1974	2698	D ₃ lv																
41	П	1999	2560	D ₃ lv																
42	П	2010	4315	AR+PR ₁																
43	П	2010	2600	D ₃ zd-el																
Проходка, м				68349				42670				60377				42341				

Примечание. Категории скважин: ПР – параметрическая, П – поисковая, Р – разведочная, Т – техногеническая; для Петриковско-Шестовичского участка: III – Шестовичская, I – Петриковская, II – Конаковская, IV – Северо-Шестовичская, III – западно-Шестовичская площади.

Таблица 1.

Скважины, пробуренные в пределах Ельского, Петриковско-Шестовичского, Шатилковского, Савичского участков

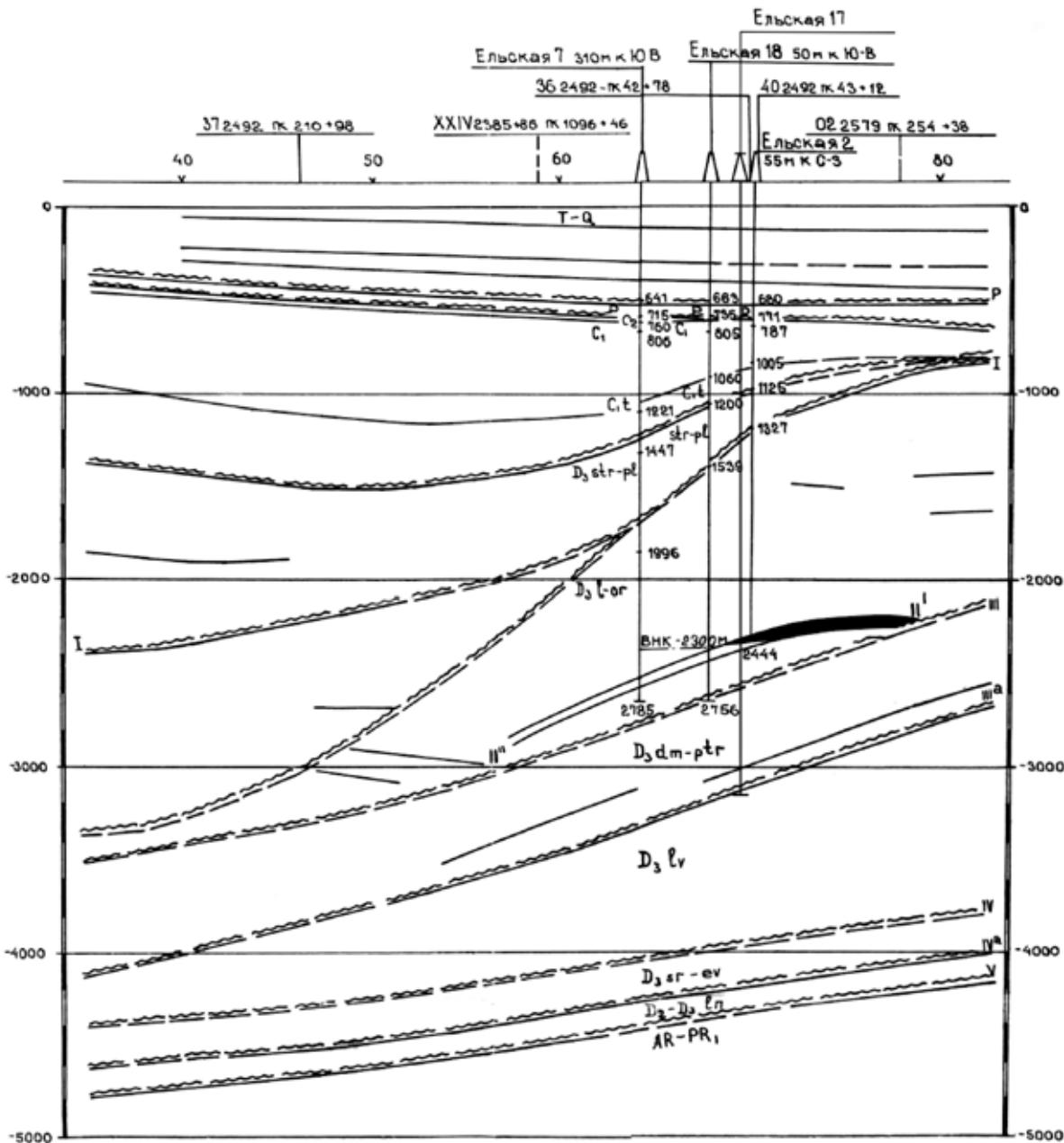


Рис. 2.
Ельская площадь. Геологический профиль по линии скв. 7, 18, 17, 2

Поисковое бурение на Ельской площади было начато в 1952 г. бурением четырех профилей скважин, располагающихся вкрест простирации соляного вала. Один из профилей включал шесть скважин (скв. 1, 2, 3, 4, 5 и 7), второй – три (скв. 12, 13 и 14), и на двух профилях планировалось пробурить по две скважины (скв. 9, 10 и 15, 16).

Поисковая скв. Ельская 2 заложена с целью выяснения перспектив нефтеносности южного крыла Ельского валообразного поднятия. Скважина начата бурением Белорусской конторой разведочного бурения Министерства нефтяной

промышленности СССР 28 мая 1953 г. с проектной глубиной 2800 м, проектным горизонтом – докембрий.

В акте от 11.02.1953 приводится следующее обоснование на заложение скв. 2:

«1. Скважина № 2, как разведочная, закладывается на Ельской площади, на южном крыле сейсмической структуры в соответствии с планом разведки на 1953 г., утвержденном управляющим трестом «Союзнефтегазразведка» тов. С.Г. Галустовым. Точка дается согласно телеграфным распоряжениям

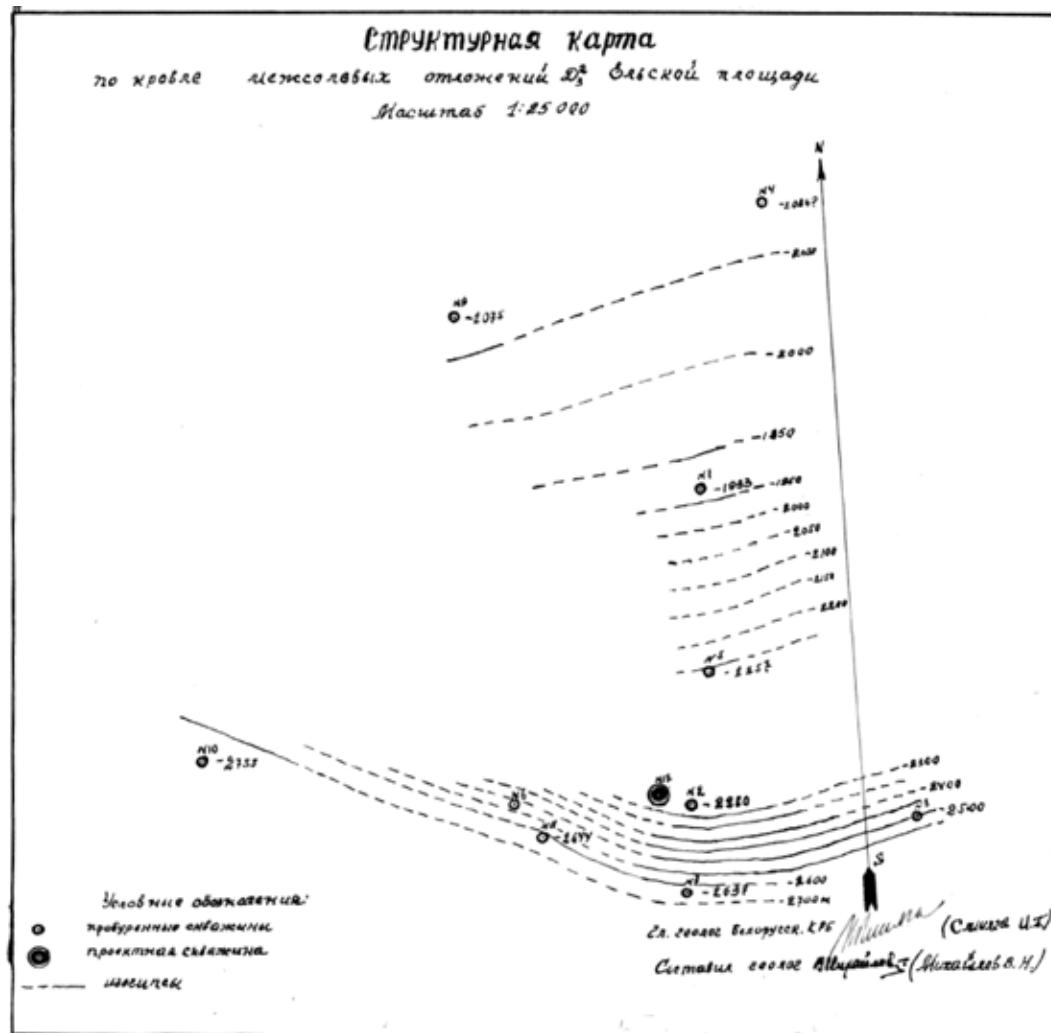


Рис. 3.
Обоснование заложения скв. Ельская-17

№ 165/246 от 02.09.1952. и № 165/3 от 02.02.1953.

2. Задачи и цели разведки, возлагаемые на скв. № 2-Р, заключаются в следующем: детальное изучение геологического строения Ельской структуры и выяснение перспектив ее нефтегазоносности».

Приведенная выше информация по обоснованию заложения скважины, а также то, что вынос в натуру проектного положения точки следует выполнить «...без инструментальной съемки с промером шагами», свидетельствует о том, что в тот период в Советском Союзе, также как и в других странах, при отсутствии достоверной геологической информации по объекту использовался вариант обоснования методом ДК.

После получения притока нефти в скв. 2 на Ельской площади в 1953 г. началось сосредоточенное поисковое бурение на этой структуре для

выяснения размеров и прослеживания открытой в отложениях нижней части верхней соленосной толщи залежи нефти. С этой целью, а также для поисков нефти в залегающей ниже толще межсолевых отложений к середине 1963 г. было пробурено еще 19 глубоких скважин (59 410 м). Но ни в одной из них на этой структуре притоков нефти получено не было. Залежь, вскрытая скв. 2, оказалась ограниченных размеров, приуроченной к литологически невыдержанному по простирианию прослою песчаника в отложениях верхней соленосной толщи, в известной степени дислоцированному в процессе соляного тектогенеза (рис. 2). Последнее явилось причиной того, что пластовое давление в залежи было намного выше гидростатического, что потребовало принятия соответствующих мер предосторожности против выброса из скважин при их проводке. Получение нефти на Ельской площади способствовало «втягиванию» сил и средств на



Рис. 4.

Ново-Ельское месторождение. Подсчёт запасов нефти по доразведанному горизонту (С.Д. Шереметьева, С.В. Полещук, 2019)

пролеживание уже открытой и поиски новых залежей нефти на рассматриваемой структуре. Это приобрело устойчивый характер, причем такие факторы, как возможные размеры залежи, объективная оценка целесообразности дальнейшего ее изучения глубоким бурением, ведение нефтепоисковых работ на нижележащие межсолевые и подсолевые комплексы пород оказались недостаточно учтенными. Одновременно преобладал и психологический фактор – получение первой нефти в Припятском прогибе [2].

Аналогичная ситуация сложилась на Наровлянской площади, расположенной в 22 км восточнее Ельской площади, на которой в скв. 1 из брекции кепрака над солью было получено более 10 кг мальты – тяжелой сернистой окисленной нефти, а в скв. 3, 6 встречена брекчия кепрака с нефтепроявлениями. К 1960 г. здесь было пробурено 10 глубоких скважин (23 493 м), однако положительных результатов тоже получено не было [3].

О весьма низкой геологической изученности Ельской площади через 5 лет после получения притока нефти в скв. 2 свидетельствуют материалы к заложению скв. 17. Обоснование составлено в ноябре 1957 г., когда на площади уже были пробурены скв. 1, 2, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14. В Геологической службе господствовало представление о том, что залежь нефти выявленная скв. 2, приурочена к межсолевому комплексу. С целью решения вопроса о нефтеносности межсолевых отложений Ельской площади обосновывается бурение скв. 17 следующим образом (выполнено геологом Белорусской КРБ В.Н. Михайловым): «Скважина № 17 располагается на южном крыле Ельского сейсмического поднятия в 250 м на запад, северо-запад от Ельской сква-

жины 2/аs284°/ по простиранию межсолевых отложений, определенного графически». Графическое обоснование к заложению скв. 17 представлено на **рис. 2**.

Из представленных текстовых и графических материалов к заложению скважины на Ельской площади к концу 50-х годов прошлого века можно констатировать, что большая часть из них закладывалась по методу «дикой кошки».

Скв. 17 пробурена до нижнесоленосного комплекса до глубины 3600 м. При испытании верхнесоленосного горизонта, аналога продуктивного пласта скв. 2, из интервала 2462–2493 м получен приток пластовой воды минерализацией 339,5 г/л, дебитом до 2,5 м³/сут. Скважина оказалась пробуренной в районе водонефтяного контакта нефтяной залежи, вскрытой скв. 2.

По материалам последних детализационных сейсмических исследований СОГТ на Ново-Ельской и Даниловской площадях, выполненных в 2011–2012 гг. уточнено строение и подготовлена к бурению Старо-Ельская внутрисолевая (лебедянская) ловушка, в пределах которой скв. 2 установлена залежь нефти (А.Б. Астуковский, Л.Г. Москалец).

Залежь нефти, вскрытая скв. 2, характеризуется устойчивым фонтанным притоком нефти дебитом 15–18 м³/сут на штуцере диаметром 4 мм. С учетом геолого-промышленной информации по скв. 2 и современного геологического строения внутрисолевого продуктивного горизонта залежь нефти на Познякевичской площади следует оценивать по промышленной категории С₁ в количестве 51,4 тыс. т и предварительно оцененных извлекаемых запасов по категории С₂ в количестве 104,8 тыс. т [4]. В целом по месторождению запасы оцениваются в 156,2 тыс. т.

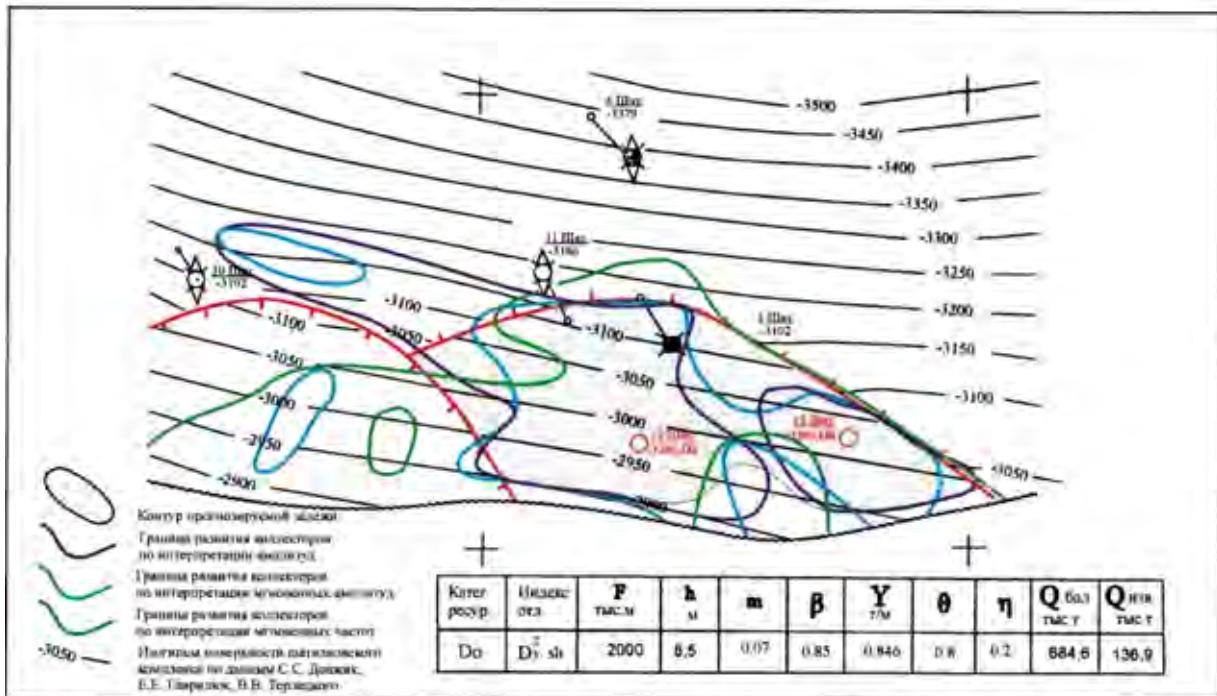


Рис. 5.

Шатилковская площадь. Структурная карта по поверхности «шатилковских» слоев (отражающий горизонт IIa) к заложению поисковой скважины 12 (Л.М. Ланкуть и др., 2008)

Выявление залежи нефти в верхнесоленосном горизонте активизировало нефтепоисковый поиск и в межсолевом комплексе. Среди информативных критериев, как признаки нефти в керне, существенную роль сыграл такой надежный поисковый признак как повышенная радиенасыщенность пластовых вод, подтверждавшаяся на других месторождениях Припятского прогиба. По аномальному содержанию радия в пластовых водах в скв. Ельская 26 в интервале 2206–2222 м (содержание $n \cdot 10^9 \text{ г/дм}^3$) прогнозировалась залежь нефти на расстоянии не более 100 м к северу от скв. 26 [5, 6].

Все это, несмотря на отрицательные результаты, полученные по ранее пробуренным скважинам на данной территории, стимулировало возобновление сейсморазведочных и буровых работ на Ново-Ельской площади в 2007–2011 гг.

В 2007 г. по результатам переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов, ГПЦОИ № 12 ЦГЭ РУП «Белгеология» представила новый вариант структурных построений по межсолевым и подсолевым отложениям в масштабе 1:25000, был составлен паспорт Ново-Ельской структуры, подготовленной к поисковому бурению на нефть и газ по подсолевым и межсолевым отложениям.

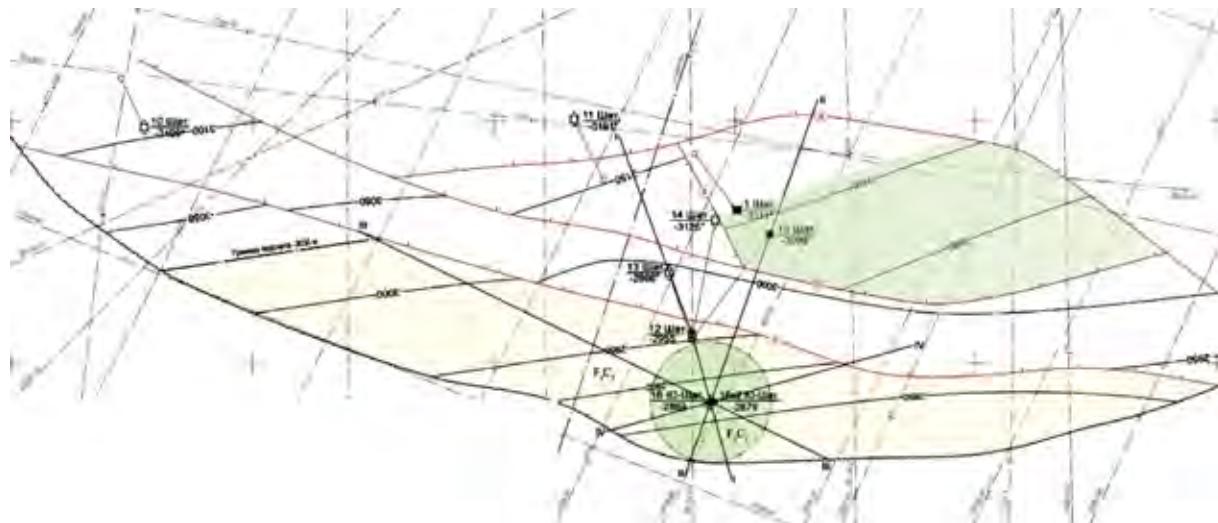
По результатам бурения скв. 42 и 43 Ново-Ельские установлена залежь нефти в межсолевом комплексе в дроздовских слоях елецкого

горизонта в блоке скв. 26. По результатам испытания в эксплуатационной колонне скв. 43 объектов в дроздовских слоях в интервалах 2301–2304 м и 2294–2297 м получен приток нефти дебитом 0,56–0,84 $\text{м}^3/\text{сут}$, соответственно. По результатам выполненных работ в 2019 г. подсчитаны запасы нефти (С.В. Полещук, 2019).

Суммарные геологические и извлекаемые запасы и ресурсы нефти по двум объектам подсчёта залежи дроздовского горизонта елецкого надгоризонта межсолевых отложений составили:

- категории C₁ геологические **42 тыс. т**, извлекаемые – **8 тыс. т**;
- категории C₂ геологические **604 тыс. т**, извлекаемые – **121 тыс. т**;
- категории D₀ геологические **1266 тыс. т**, извлекаемые – **253 тыс. т** (рис. 4).

Верхнесоленосный горизонт, вскрытый скв. 2, 7, 17, 18, характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). При испытании скв. 7 из интервала 2761–2788,4 м получен фонтанный приток минерализованной воды дебитом до 1560 $\text{м}^3/\text{сут}$ на штуцере 12 мм. Состав водорасторенного газа включает сероводород ($\Sigma \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} = 83,2\%$), метан – 14,7%, азот – 1,3%. Скв. 17 оказалась в районе ВНК нефтяной залежи, вскрытой скв. 2, из интервала 2462–2493 м получен приток пластовой воды минерализацией 359,5 г/дм^3 дебитом 2,5 $\text{м}^3/\text{сут}$. Таким образом, во внутрисолевом



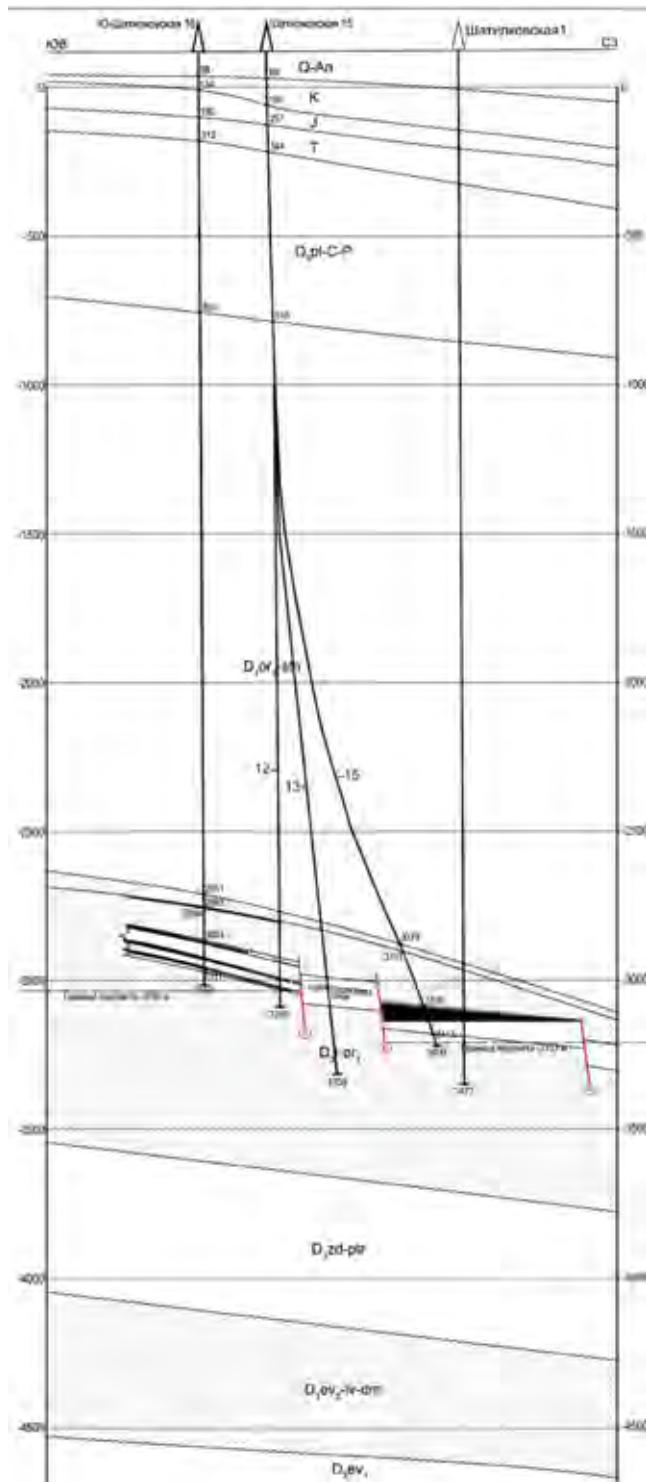


Рис. 7.
Шатилковская площадь. Геологический профиль по скв. 16, 12, 13, 15, 1

тилковская структура по поверхности «шатилковского горизонта» (отражающий горизонт Pa) (найдовские слои), в пределах которой впоследствии пробурена скв. Шатилковская 9. При ее опробовании ИП притоков флюидов из отло-

жений найдовских слоев не получено. Структура выведена из фонда структур, подготовленных к поисковому бурению.

В 1995 г. тематической партией ТП № 14 ЦГЭ РУП «Белгеология» в результате переинтерпретации геолого-геофизических материалов, в том числе и детальных сейсмических исследований, выполненных опытно-методической сейсмической партией № 9 ЦГЭ в 1994–1995 гг., была выявлена и подготовлена к поисковому бурению Шатилковская внутрисолевая структура. В 1997 г. – проверена бурением (скв. Шатилковская 11) и в этом же году выведена из фонда перспективных (выявленных).

В 2006–2007 гг. по заданию РУП «БЕЛГЕО» на Шатилковской площади ЦГЭ отработано 8 сейсмических профилей СОГТ общей протяженностью 42,55 пог. км. Выполнена обработка полученных сейсмических материалов по стандартному и усложненному графикам, а также переобработка сейсмических материалов прошлых лет с применением современных методик обработки.

Интерпретация полученных материалов позволила установить в пределах Шатилковской площади положительную структуру по поверхности шатилковского репера (отражающий горизонт IIb) (найдовские слои).

Для характеристики объекта построены структурные карты поверхности галитовой подтолщи верхнесоленосной толщи (отражающий горизонт II), поверхности шатилковского репера (отражающий горизонт IIb) (**рис. 5**).

По поверхности шатилковского комплекса $D_3^{nd}(sh_3)$ подготовленная структура представлялась в виде двух блоков, разделенных тектоническим нарушением 50 м, изолированных в южной части границей прекращения прослеживания информации по данным сейсморазведки. В блоке скв. Шатилковская 1 поверхность верхнешатилковской пачки уверенно прослеживалась к югу от скв. 1 с положительными характеристиками развития коллекторов (по интерпретации амплитуд, по интерпретации мгновенных амплитуд, по интерпретации мгновенных частот), которые в последующем не подтвердились (**рис. 5**). На основании полученных построений в головной части блока была пробурена поисковая скв. 12, по результатам бурения которой установлено, что в керне, поднятом из интервалов 3170,4–3175,6 м и 3237,6–3238,2 м, отмечены выпоты газированной нефти и запах углеводородов, соответственно. При испытании интервалов 3070–3108 м, 3125–3176 м и 3070–3170 м отмечался приток разгазированного глинистого раствора (максимальный дебит 0,95 м³/сут). В результа-



Рис. 8.
Савичская площадь. Региональный профиль VIII-VIII

те проведенного анализа материалов по скв. 1 и 12 Шатилковским установлено:

– в скв. 1 приток нефти получен из верхнего пласта, а в скв. 12 этот пласт по данным ГИС и газового каротажа характеризуется как непродуктивный;

– по данным замеров пластовое давление в скв. 1 соответствует градиенту 1,3–1,4, а в скв. 12 – 1,18–1,19, что свидетельствует об их разобщенности;

– после пересмотра сейсмических данных отражающий горизонт Па между скв. 1 и 12 прослеживается с перерывом, что подтверждало их разблокированность.

В связи с вышеизложенным принято решение скв. 12 закончить бурением и пробурить скв. 13 Шатилковскую с устья скв. 12.

По результатам бурения скв. 13 в 190 м к северо-северо-западу от скв. 12 по результатам испытания притока пластового флюида не получено из-за низких емкостных свойств коллектора. С целью дальнейшего выяснения модели внутрисолевой залежи нефти принято решение о бурении скв. Шатилковская 14 из устья скв. 12. Скв. 14 пробурена в 290 м к северу от устья скв. 12 и 160 м от скв. 13 и оказалась в отдельном блоке. По результатам испытания в процессе бурения скв. 14 из пяти объектов получены слабые притоки фильтрата бурового раствора. Скважина оказалась в самостоятельном блоке, изолированном разрывными нарушениями от блоков скв. 13 и скв. 1. Преследуя цель все же определиться с залежью нефти, было принято решение о бурении скв. 15 с устья скв. 12 в блок

скв. 1. По результатам бурения скв. 15 вскрыт внутрисолевой нефтеносный пласт на 14 м выше скв. 1 и при испытании в эксплуатационной колонне получен приток нефти дебитом 50 м³/сут на штуцере 3 мм. Этим притоком было установлено открытие Шатилковского месторождения в 2011 г. с залежью нефти в орессских слоях лебедянского горизонта с утверждением извлекаемых запасов нефти про промышленной категории С₁ в количестве 87 тыс. т и по категории С₂ – 82 тыс. т (рис. 6).

В последующем в 2014 г. в блоке скв. 12 заложена поисковая скв. Южно-Шатилковская 16, в которой при испытании в эксплуатационной колонне получены притоки нефти, позволившие утвердить в 2016 г. извлекаемые запасы промышленной категории С₁ в количестве 22 тыс. т и 243 тыс. т по категории С₂.

На примере внутрисолевого горизонта Шатилковской площади можно констатировать следующее:

– подготовка объекта под заложение глубокой скважины на поиски нефти по результатам сейсморазведочных работ 2D не всегда является достоверной. Прослеживаемые сейсмические горизонты в непрерывном залегании по результатам бурения представляются расчлененными на отдельные блоки разломами амплитудой 20–25 м (рис. 6);

– параметрическая скв. Шатилковская 1, заложенная на региональном сейсмическом профиле ВГ и сыгравшая роль попутной ДК, вскрывшая внутрисолевую залежь, на протяжении 45-летнего периода привлекала геологический

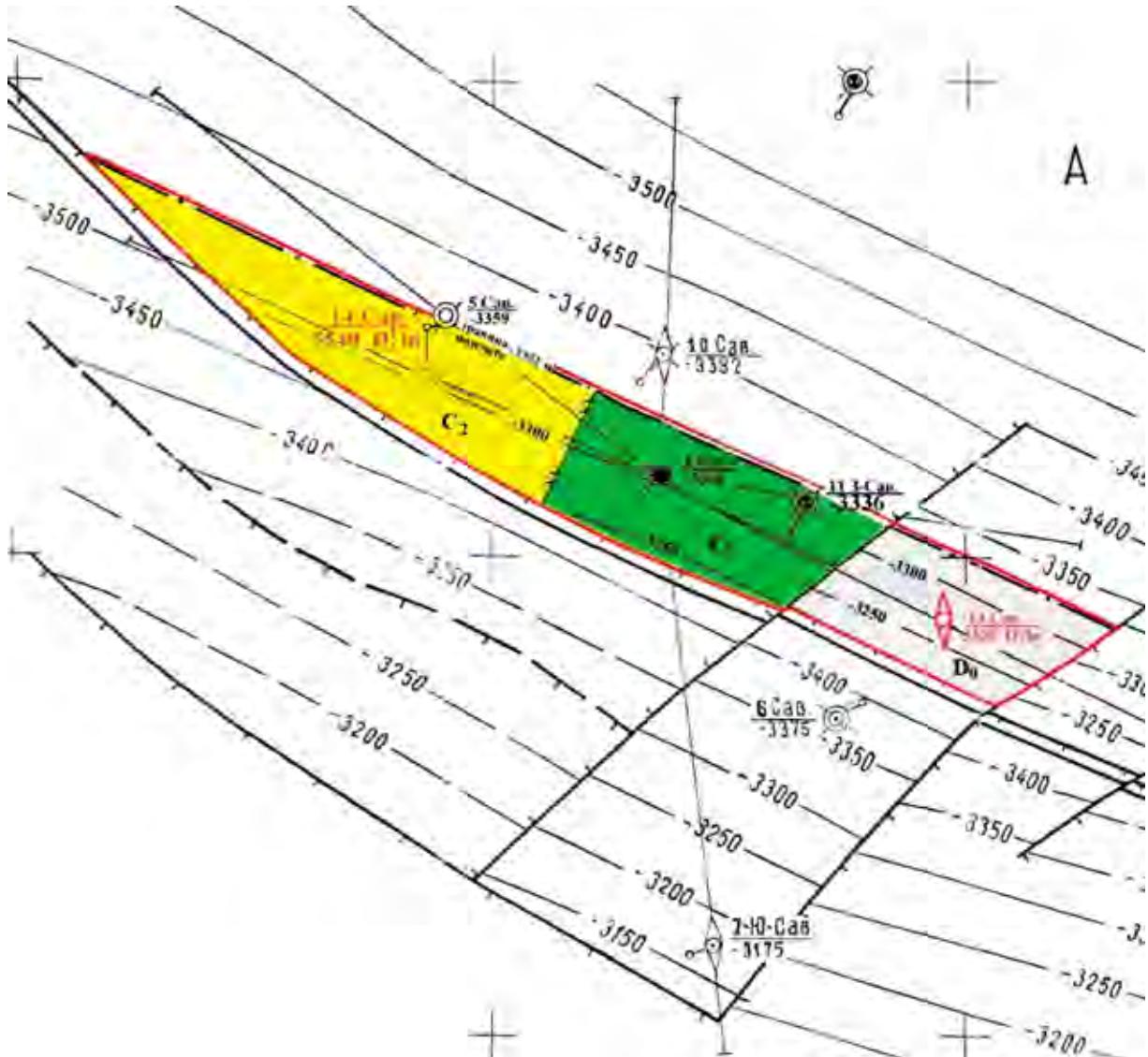


Рис. 9.

Савичское месторождение нефти. Структурная карта по поверхности воронежского горизонта
(С.Д. Шереметьева и др., 2003)

нефтепоисковый интерес со значительными затратами по бурению поисковых скважин.

Савичский участок

Савичское поднятие расположено в Калинковичском районе Гомельской области в пределах восточной части Заречинской зоны поднятий Припятского прогиба. По поверхности верхнефаменской соленосной толщи выявлено в 1964 г. в результате переинтерпретации материалов электроразведки (С.Б. Тырышкин и др.) вначале под названием Бобровичской, а позже Северо-Бобровичской [8].

По результатам сейсморазведочных работ в 1975 г. подготовлена Савичская структура по отражающему горизонту IV (кровля подсолевых карбонатных отложений масштаба 1:50 000)

(Ф.В. Плех и др.). Структура представлялась в виде моноклинального блока субширотного простирания, ограниченного на юге малоамплитудным структурообразующим разрывным нарушением амплитудой до 50 м. Двумя амплитудными нарушениями структура разбита на три блока. В западном блоке была заложена параметрическая скв. 1 с целью изучения геологического строения Савичской площади, выяснения перспектив нефтеносности межсолевых и подсолевых отложений. Скважина пробурена до глубины 3603 м до вскрытия ланского горизонта. При испытании испытателем пластов в процессе бурения семилукских и воронежских отложений в интервале 3428–3489 м получен приток нефти дебитом 8,4 м³/сут. Замеренное пластовое дав-

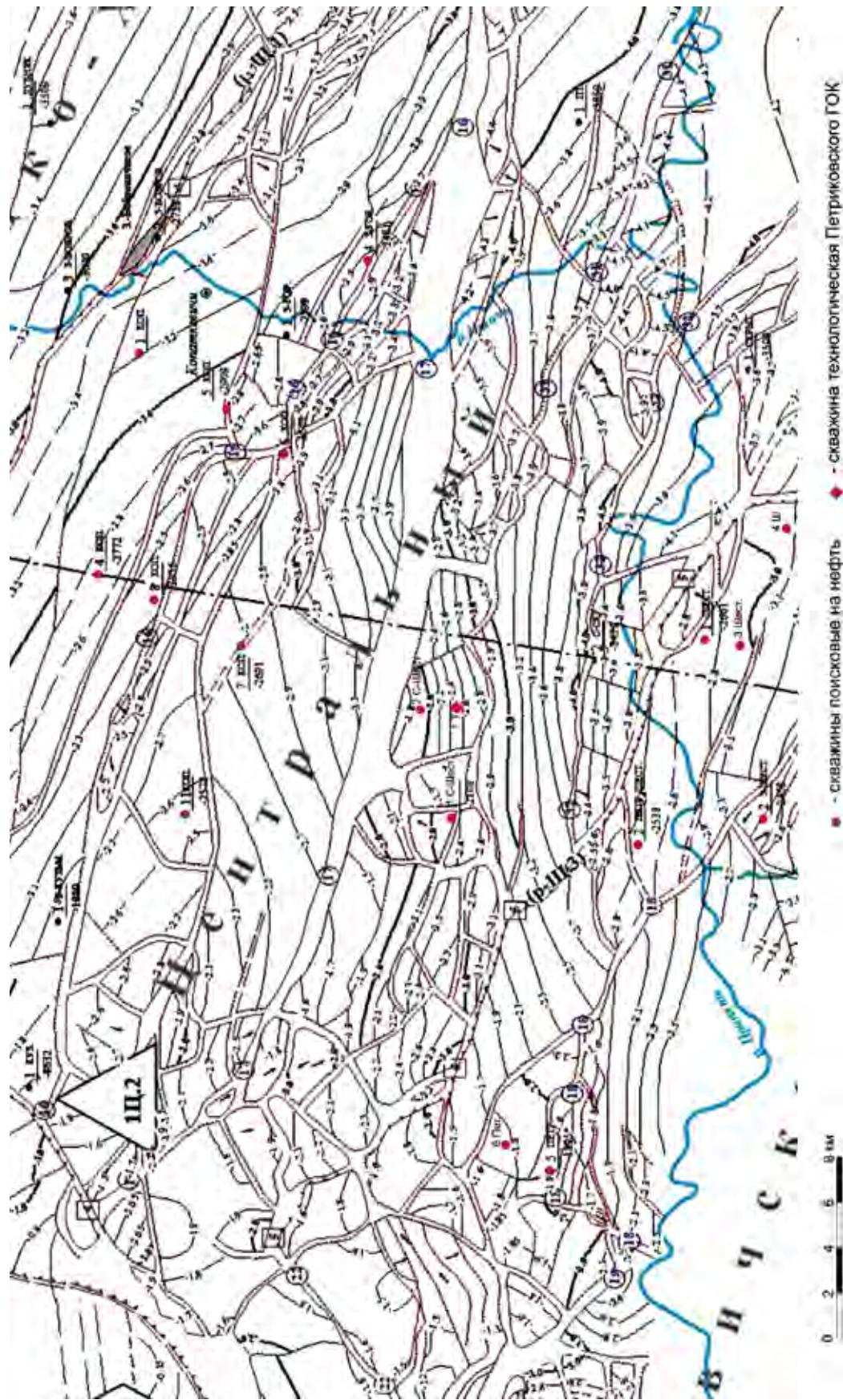


Рис. 10.
Петриковско-Шестовитский участок. Структурная карта по поверхности подсолевых отложений (Бескапыльный, Айзберг, Грибик, 2011)

ление составляло 40,4 МПа на глубине 3429 м, что соответствует градиенту пластового давления 1,18 МПа/100 м. При испытании межсолевых отложений в четырех интервалах притоков пластовых флюидов не получено, хотя нефтепроявления по керну установлены.

Нефтепроявления в виде выпотов темно-коричневой нефти по плоскостям наслоения отмечены в интервалах 2631,8–2639 м, 2645–2652,8 м и в светло-сером известняке, а также обильные выпоты темно-коричневой нефти в интервале 3447–3489 м по порам и кавернам в сером доломите.

Газовым каротажем зафиксированы повышенные газопоказания при глубинах 2411 м – сумма УВ – 0,325%, 2444 м – 0,334%, 2455 м – 0,35%, 2493 м – 1,255%, 2498 м – 0,735%, в интервале 3458–3487 м сумма УВ от 0,0223% до 0,9%, с соотношением $C_1/C_2 = 1$ до 7.

В последующем при испытании в эксплуатационной колонне отложений семилукского горизонта в интервале 3470–3489 м получен фонтанный приток нефти дебитом 5 м³/сут на штуцере 10 мм. Нефть характеризуется как плотная – 0,9144 г/см³ с содержанием парафина 2,19%, смолистая с содержанием смол силикагелевых – 13,0%. Значительное время скважина находилась в консервации в связи с отсутствием нефтесборных коммуникаций (письмо НГДУ «Речицанефть» от мая 1980 г.). В последующем в соответствии с решением рабочей комиссии по рассмотрению фонда законсервированных скважин треста «Белнефтегазразведка» от 04.09.1981 скважина подлежала ликвидации. Основанием для ликвидации послужил приказ Министерства геологии СССР о ликвидации законсервированных продуктивных скважин с дебитом нефти менее 10 т/сут. К счастью, этот приказ по скв. Савичская 1 не был реализован, хотя было положительное заключение Госгортехнадзора БССР (№ 1176 от 3.11.1982) и приказ № 330 от 22.11.1982 по тресту «Белнефтегазразведка».

В последующем поисковые работы на Савичской площади продолжались. В 1983–1985 гг. был отработан региональный сейсмический профиль VIII–VIII₂₃₈₃₋₈₅, проходивший через скв. Савичская 1, которая послужила ориентиром для стратиграфической привязки отражающих сейсмических горизонтов (*рис. 7*).

В 2002 г. в скв. 1 Савичской вновь возобновлены работы. Проведено разбуривание ликвидационных цементных пластов и проведены испытания семилукско-саргаевских и воронежских отложений в интервалах 3470–3489 м, 3494–3497 м, совместно, и 3452–3458 м, соответственно. В семилукско-саргаевских отложениях

получен приток нефти дебитом 3,0–6,0 м³/сут на штуцере 4 мм, в воронежских отложениях – фонтанный приток нефти дебитом 1,1 м³/сут на штуцере 4 мм.

По поверхности резервуара воронежских отложений Савичская структура представляет собой приподнятую часть моноклинали на склоне Заречинско-Великоборской ступени, ограниченную с юга субширотным структурообразующим разломом амплитудой 200–220 м и осложненной серией субмеридиональных разломов амплитудой порядка 20 м (*рис. 8*).

Нефтеносность связана с западным, основным блоком. Поверхность резервуара воронежского горизонта в пределах западного блока вздымается в южном направлении от отметок более минус 3450 м до отметок минус 3250 м и выше. Размеры залежи воронежского горизонта составляют 3,8×0,45–0,7 км, высота залежи – 51 м.

ВНК воронежской залежи установлен на абсолютной отметке минус 3352 м.

Геологическое строение залежей нефти семилукского и саргаевского горизонтов аналогично строению залежи нефти воронежского горизонта. Отличие состоит в том, что северная граница залежей проходит по линии зоны отсутствия коллекторов. Поверхность резервуара залежи нефти семилукского горизонта в пределах западного блока вздымается в южном направлении от отметок минус 3400 м до минус 3300 м и выше, залежей нефти саргаевского горизонта – от отметок минус 3400 м до минус 3300 м.

Размеры залежей таковы: залежь семилукского горизонта – 3,25×0,2–0,6 км, высота – 62 м; залежь саргаевского горизонта – 3,15×0,5–0,38 км, высота – 56 м.

ВНК для залежей семилукского и саргаевского горизонтов не установлен и принят условно на абсолютной отметке минус 3348 м (семилукский горизонт) и минус 3356 м (саргаевский горизонт).

По условиям залегания залежь нефти воронежского горизонта пластовая, тектонически экранированная; залежи нефти саргаевского и семилукского горизонтов пластовые, тектонически и литологически экранированные.

Все 11 поисковых скважин, пробуренных в последующем в пределах Савичской площади и ближайшего окружения оказались непродуктивными. Это свидетельствовало о весьма сложных геологических условиях подготовки ловушек углеводородов в Центральной части Припятского прогиба, изучение которых применявшимся методом сейсморазведки оказалось низкоэффективным.

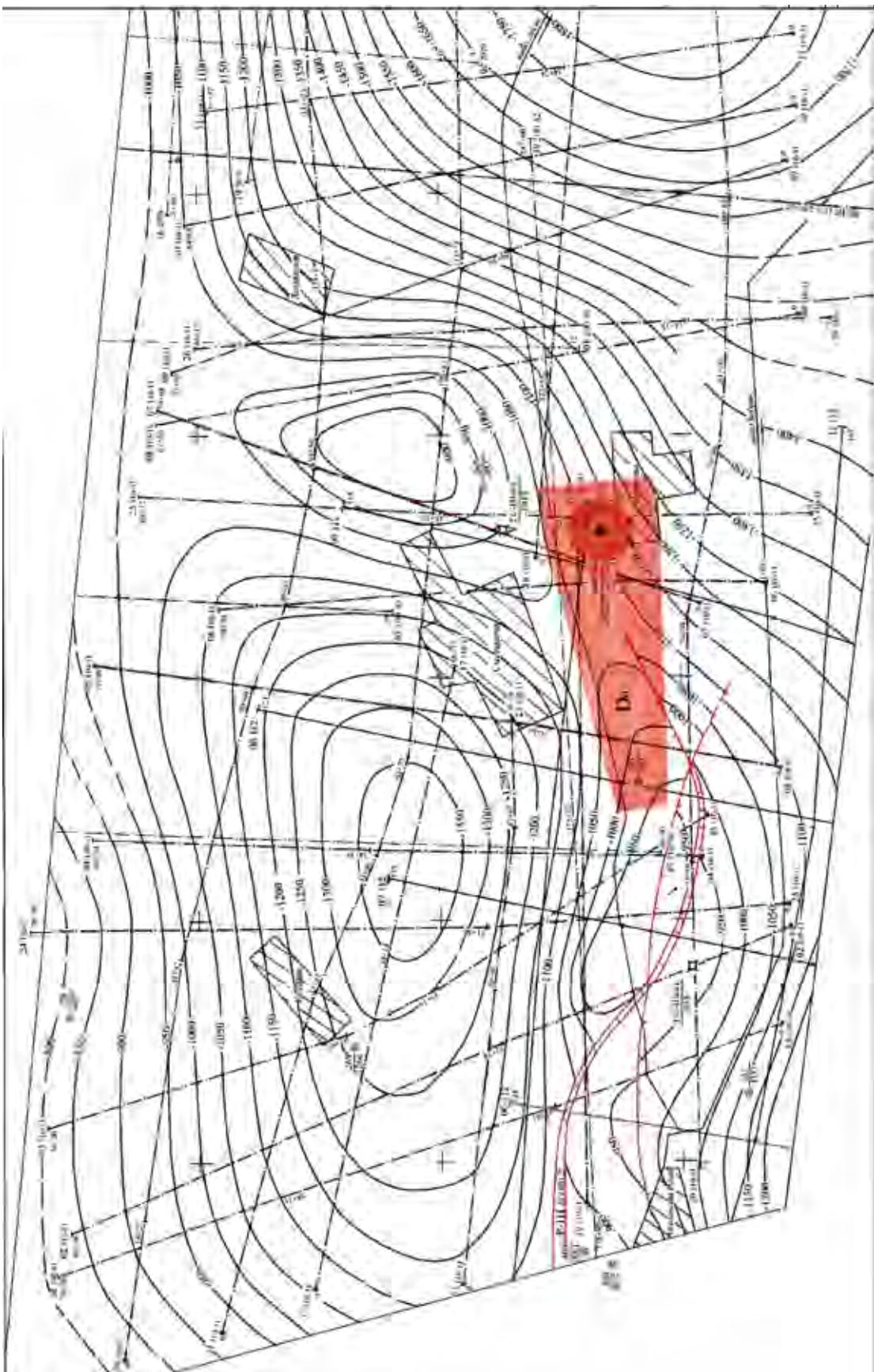


Рис. 11. Петриковско-Шестовицкий участок. Структурная карта по поверхности внутристолевого горизонта галитовой подтолщи (отражающий горизонт IIa) (Л.Г. Москалец, Н.А. Сусленко, 2020)

Петриковско-Шестовичский участок

Петриковско-Шестовичский участок располагается в западной части Центральной зоны Припятского прогиба в пределах Приосевого грабена и Шестовичско-Гостовской тектонической ступени [9]. Участок весьма обширный, включает Петриковскую, Шестовичскую, Копаткевичскую, Западно-Шестовичскую, Северо-Шестовичскую площади (*рис. 9*). Общность включения в перечисленный состав площадей продиктована структурным их расположением и исторической последовательностью геологического изучения.

Шестовичская структура расположена в Петриковском районе Гомельской области.

Первые структурные схемы составлены на основании сейсморазведочных работ, проведенных в 1954 г. Сейсмические исследования с целью доразведки поднятия были выполнены затем в течение 1955, 1956 гг. По результатам сейсмических исследований заложены глубокие скв. 1 и 3 и проведено колонковое бурение. Бурением установлено, что геофизические данные оказались неточными. Пересмотр и переинтерпретация сейсмических материалов и последующие работы методом РНП (1960 г.), при камеральной обработке которых были учтены данные бурения двух скважин, не внесли достаточной ясности в особенности тектонического строения площади, а пробуренная в 1961, 1962 гг. по результатам этих работ скв. 4 показала значительные расхождения в глубинах залегания отдельных горизонтов, определяемых геофизическими исследованиями, с их действительным положением.

Достоверной оказалась лишь структурная схема по кровле верхней соленосной толщи. Всего на площади пробурено четыре глубокие скважины, две из них вскрыли породы фундамента (*табл. 1*).

Прямые признаки нефтеносности наблюдались при бурении скв. 1 и 3. В процессе бурения скв. 3 глинистый раствор выносил на поверхность большое количество асфальта и асфальтитов в виде хлопьев. По окончании бурения скважины устья скважины на поверхности глинистого раствора скопился слой нефти плотностью 0,964 г/см³. Повышенные газопоказания и битуминозность пород отмечены по всему разрезу, начиная со среднего девона и заканчивая надсолевыми верхнедевонскими осадками, в которых имеются признаки асфальта [7].

Ни одна из скважин на Шестовичской площади не была опробована. В разрезе выделен ряд горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами, но все они по промысловому-геофизическим данным были определены как водоносные.

Прямые признаки нефтеносности, благоприятные структурные условия, наличие непроницаемых покрышек указывают на перспективность Шестовичской площади в нефтегазоном отождествлении.

Петриковская структура находится в Петриковском районе Гомельской области.

Неглубокое залегание кровли верхнесоленосных отложений впервые было отмечено при выполнении рекогносцировочных работ КМПВ в 1950 г. Рекогносцировочно-площадные работы МОВ и КМПВ, проведенные в 1955 г., дали возможность оконтурить антиклинальное поднятие по верхнесолевым отложениям. Был отмечен также перегиб слоев по условному горизонту, отождествляемому с межсолевыми отложениями. Электроразведочные работы (1958 г.) подтвердили наличие соляного поднятия. В пределах сводовой части складки пробурены две скважины, одна из которых вскрыла кристаллический фундамент. На основе всех этих данных составлены структурные схемы по условным сейсмическим горизонтам в надсолевом девоне, кровле: верхней соленосной толще и подсолевым отложениям. Ограниченные объемы бурения и геофизических исследований оставляют много неясностей в геологическом строении площади [7].

Скв. 5 и 6 пробурены в сводовой части антиклинали но поверхности верхнесолевых отложений, но подсолевые и межсолевые горизонты здесь имеют моноклинальное строение с общим воздыманием на северо-северо-запад. Изолированных ловушек для залежей нефти не выявлено. Наличие последних при данных структурных построениях более вероятно ожидать за сбросом, располагающимся в 1,5 км к юго-западу от скв. 5, где вырисовывается наиболее приподнятая часть моноклинали, экранированная с севера нарушением. В том же блоке (скв. 5 и 6) более благоприятными структурными условиями характеризуется участок, расположенный к северо-западу от скв. 6. Здесь отмечается воздымание межсолевых и подсолевых отложений девона и намечается тектонический экран (*рис. 10*).

Признаки нефтеносности при бурении скважин зафиксированы повышенными газопоказаниями, битуминозностью пород, высоким содержанием в подземных водах йода, брома. Воды хлоркальциевого типа, минерализация их порядка 250–350 г/л.

В разрезе установлены гранулярные и трещиноватые коллекторы, непроницаемые покрышки. Глубокие горизонты девона характеризуются гидрогеологической закрытостью,

поэтому Петриковская площадь является перспективной на нефть и газ.

Копаткевичское поднятие расположено в Петриковском районе Гомельской области в пределах восточной части Копаткевичской зоны поднятий Припятского прогиба. Выявлено в 1950–1952 гг. сейсморазведкой КМПВ (М.С. Закашанский) по кровле верхнефаменской соленосной толщи. Изучено всеми видами геофизических съемок. Пробурены две глубокие скважины, которыми подсолевой разрез не пройден. Выделяется по поверхности фундамента, подсолевым, верхнесоленосным девонским и надсолевым отложениям. По поверхности фундамента и подсолевым отложениям Копаткевичское поднятие – полуантклиналь субширотного простирания, ограниченная с юга Копаткевичским разломом, а с запада – оперяющим его разрывом. Размеры 12 × 4 км, амплитуда – 200 м. По межсолевым отложениям не выделяется, поскольку не прослеживаются ограничивающие его разрывы. Следует отметить, что размеры структуры обширные и поисковые скважины в ее пределах разбросаны по всей территории и в контуры Петриковско-Шестовичского участка вошла западная часть, в пределах которой пробурены скв. 4, 5, 6, 7, 8, 11 Копаткевичские. Учитывая качество и характер распространения межсолевого комплекса, перспективы нефтесносности на Копаткевичской площади связывали в основном с подсолевым комплексом. Однако по тектоническому строению площади по подсолевому комплексу и фундаменту характерна обширная разблокированность до условий, когда новая пробуренная скважина располагается в отдельном блоке.

Нефтегазопоявления отмечены при бурении скважин во всех горизонтах девона, начиная с подсолевых пярнуско-наровских и заканчивая надсолевыми данково-лебедянскими отложениями.

Пленка нефти на глинистом растворе наблюдалась в процессе бурения скв. 3, а во время перерыва в бурении у устья скопилось около 20 л нефти. Капли нефти были видны на поверхности расколов карбонатных пород девона; вытяжки в хлороформе соломенного цвета, цвета чая и темно-коричневого дают песчаники, алевролиты, известняки; иногда породы обладают запахом нефти; в отдельных прослоях отмечается повышенная битуминозность; значительные газопоказания установлены газовым каротажем. Наиболее часто и наибольшей интенсивности нефтепоявления отмечались в скв. 4 и 3, которые расположены ближе к своду структуры, чем скв. 1 и 2. Для подсолевых отложений девона характерны в основном средний и легкий

битумы; в межсолевых образованиях, наряду со средним, имеются маслянисто-смолистые и асфальтеново-смолистые битумы. Для верхней соленосной толщи и надсолевого девона характерны смолисто-маслянистые, маслянистые и смолисто-асфальтеновые типы битумов. Элементарный состав битума, извлеченного из известняков, залегающих в кровле задонско-елецкого горизонта скв. 4, следующий (в %): С – 78,8; Н – 10,0 S – 8,7; О + N + S – 11,2. Органического углерода содержится 3,46% [10].

Нефть из скв. 3 густая, маслообразная, цвет ее почти черный, обладает резким запахом сернистых соединений. Плотность нефти – 0,920 г/см³; содержание серы порядка 9%; вязкость по Энглеру 5,0–7,0 спз; температура вспышки 56 °С; температура воспламенения 90 °С. В скв. 5 в карбонатных породах задонско-елецкого горизонта содержатся по плоскости наслоения включения черно-буровой окисленной нефти; в этих же отложениях отмечены повышенные газопоказания с суммой углеводородных газов до 8,22%.

В скв. 6 один из внутрисолевых прослоев в фаменской соленосной толще пропитан вязкой окисленной нефтью с сильным запахом серы, а сумма углеводородных газов доходит до 2,963%

В южной части Петриковско-Шестовичского участка расположена Западно-Шестовичская площадь, в пределах которой пробурены скв. 1, 2 до вскрытия всего разреза осадочного чехла и пород кристаллического фундамента. Скв. 2 пробурена в 2001 г. до глубины 2922 м, и в разрезе ланского горизонта в песчаниках в интервале 2672,9–2681,3 м и 2681,3–2682,7 м установлено нефтепоявление в виде нефти коричневого цвета, газированной, подвижной, быстроиспаряющейся. По результатам испытания в процессе бурения из подсолевых терригенных и карбонатных пластов получены притоки пластовых вод. По данным промыслового-геофизических исследований разрез обводнен (**рис. 10**).

Весьма интересной в пределах Петриковско-Шестовичского участка представляется Северо-Шестовичская площадь со скв. Петриковская 1 технологическая для горнообогатительного комбината.

Параметрическая скв. Северо-Шестовичская 1 пробурена в 1971 г. до глубины 2653 м до кристаллического фундамента. В разрезе межсолевых отложений пласти-коллекторы отсутствуют. Хорошими коллекторскими свойствами характеризуются горизонты подсолевого комплекса как карбонатного, так и терригенного. При испытании этих горизонтов получены притоки пластовой воды.

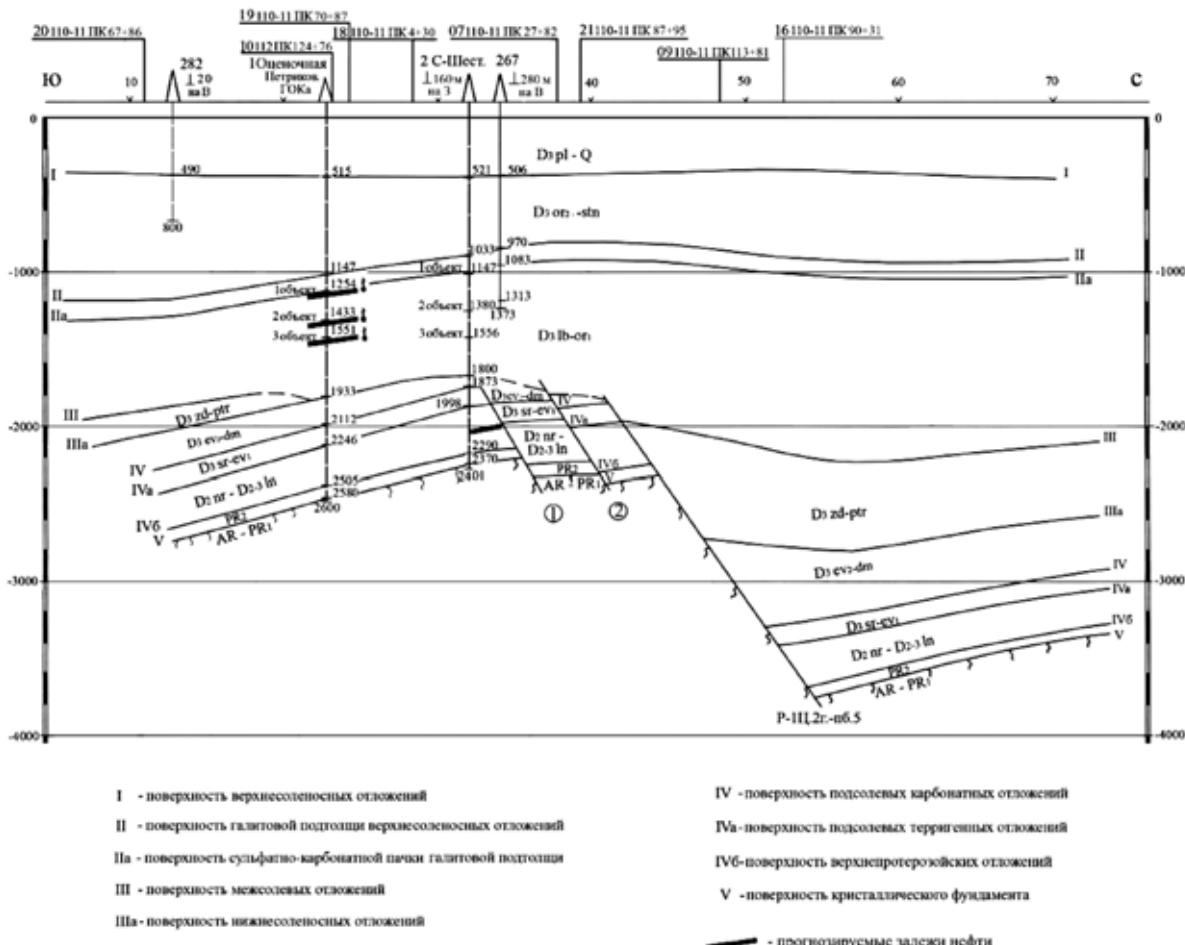


Рис. 12.

Петриковская и Северо-Шестовичская площади. Сейсмогеологический профиль

Скв. Северо-Шестовичская 2 пробурена в 1974 г. до глубины 2400 м до пород кристаллического фундамента со вскрытием всего разреза осадочного чехла. Основой для заложения скважины послужили материалы сейсморазведки, по результатам которых была построена карта по поверхности подсолевого комплекса в масштабе 1:50 000. Скважиной подсолевой комплекс был вскрыт на 200 м выше проектного и по результатам испытания в процессе бурения и разрез оказался обводнен.

В пределах Северо-Шестовичской площади в 950 м к югу от скв. 2 Северо-Шестовичской в 2020 г. пробурена оценочная технологическая скв. № 1 Петриковского ГОК. Скважина проектировалась с целью закачки технологических растворов при промышленном освоении калийных солей Петриковского месторождения. Скважина пробурена до глубины 2600 м до вскрытия кристаллического фундамента и всего осадочного чехла. Заложение скважины и программа работ обосновывались с технологических позиций, од-

нако с геологических позиций скважина выполнила также положительную роль.

В процессе бурения скважины по отложениям галитовой подтолщи верхнесоленосных отложений, залегающих в интервале 515–1933 м, при достижении глубины 1265 м на устье скважины был отмечен запах углеводородного газа. Плотность промывочной жидкости составила 1,31 г/см³. На глубине 1355 м произошло разгазирование промывочной жидкости до плотности 1,26 г/см³. В желобах наблюдалась пленка темно-коричневой нефти различной интенсивности в виде пятен и разводов. При достижении глубины 1395 м запах углеводородов усилился, отмечалось увеличение количества нефти и уменьшение ее плотности.

Наряду с непрекращающимися (лишь менялась их интенсивность) нефтепроявлениями и резким запахом углеводородных газов, газопоказания в интервале 1452–2157 м изменились в сумме от 0,000033 до 3,468167%, с возрастанием концентрации углеводородного газа на устье

№№ п/п	Участок	Горизонт, инициировавший исследования	Пробурено		Геологический результат на 01.01.2021, тыс. т
			скважин	метров	
1	Ельский	верхнесоленосная толща	23	68349	Ново-Ельское месторождение нефти, елецкий горизонт: С1 – 8, С2 – 121, Д0 – 253. Познякевичская площадь, лебедянский горизонт Д0 – 255
2	Шатилковский	верхнесоленосная толща	16	60377	Шатилковское, Южно-Шатилковское месторождения, залежи нефти в лебедянском горизонте: С1 – 109, С2 – 325
3	Савичский	подсолевой карбонатный комплекс	12	42341	Савичское месторождение, залежи в саргаевском, семилукском, воронежском горизонтах: С1 – 129, С2 – 196, Д0 – 113
4	Петриковско-Шестовичский	подсолевой комплекс	15	42670	Нефтепроявление в верхнесоленосной толще через 70 лет с начала параметрического и поискового бурения. Ресурсы по верхнесоленосной толще.

Таблица 2.

Геологические результаты по объектам, изученным методом «дикая кошка»

скважины, которая составила 0,0601%, а при стоянке – до 3,03429%.

В результате промыслово-геофизических исследований и детальной интерпретации полученных данных было установлено, что нефтегазопроявления связаны со вскрытыми нефтенасыщенными пластами в интервалах: 1254–1265 м – 11 м; 1433–1444 м – 11 м; 1551–1575 м – 24 м. Кп.ср. – 10,7%, Кн.ср.–80,6%.

Следует отметить, что проявления нефти продолжались до перекрытия разреза до кровли подсолевого карбонатного комплекса технической колонной осаждением на глубину 2157 м. Плотность промывочной жидкости при бурении скважины составляла 1,30 г/см³, что можно определять как бурение вскрытых горизонтов на равновесии. К сожалению, по технологическим причинам испытать объекты испытателем пластов в процессе бурения не представлялось возможным, поэтому значение пластового давления можно ориентировочно определять на уровне 1,30 МПа/100 м. Определение продуктивности нефтяных горизонтов в технической колонне выполнено по отдельному плану, разработанному специалистами филиала Мозырской НРЭГБ при поддержке автора настоящей статьи. По результатам замеров роста уровня жидкости определен приток нефти максимальнымdebitом 0,526 м³/сут при СДУ равном 160,35 м (Н.А. Сусленко, 2020). Плотность дегазированной нефти составила 0,9689–0,9760 г/см³.

После получения притока нефти специалистами филиала Мозырской НРЭГБ был детально изучен весь имеющийся геолого-геофизический материал (каротаж, керн) района бурения одной оценочной скважины по всем пробуренным соляным скважинам Петриковского месторождения калийных солей и поисковым скв. Северо-Шестовичским № 1, 2 и Копаткевичским скважинам.

Особое внимание было обращено на скважины, где эти прослои не только прослеживаются, но в них отмечались нефтепроявления. Так, к примеру, в скв. 12 Копаткевичской из первого верхнего пласта при испытании в процессе бурения под ЗПК получен разгазированный раствор с пленкой нефти. При бурении близлежащих соляных скважин в поднятом керне отмечались нефтепроявления в скв. 285, 378, 409. В скв. оценочной 1 керн не отбирался, однако, учитывая описание поднятого керна в пробуренных соляных скважинах и результаты интерпретации ГИС, нефтеэмещающие породы представлены пористо-трещиноватыми известняками доломитизированными, реже ангидритами.

Все в целом дало возможность выполнить структурные построения поверхности галитовой подтолщи вехнесоленосных отложений и поверхности верхнего нефтяного пласта, построить карту мощностей этого нефтяного пласта, вскрытого всеми пробуренными скважи-

нами в районе скв. 1 (Н.А. Сусленко, Л.Г. Москалец), составляющего 8–13 м.

По результатам анализа геологических материалов представляется, что залежь нефти прослеживается вокруг скв. 1 технологической и в направлении к скв. 285, пробуренной как соленосная со вскрытием верхнего внутрисолевого горизонта (*рис. 11*). Геологические ресурсы нефти вокруг скв. 1 технологической составляют более 300 тыс. т, что свидетельствует о перспективности выявленного нефтепроявления.

Однако вместе с проявлением внутрисолевой залежи на этом участке представляется необходимым обратить внимание на отложения подсолевого комплекса. В частности, следует отметить положительный геологический фактор, представленный технологической скважиной, сыгравшей роль «дикой кошки», – в ней весь подсолевой комплекс с глубины 2160,0 м (воронежский горизонт) до 2600 м (AR-PR₁) пробурен со сплошным отбором керна, что не всегда получалось при бурении отдельных опорных скважин. Поэтому эта часть разреза, отобранная в скв. Петриковская технологическая 1, может служить основой для детального стратиграфического и литологического расчленения разреза. К тому же следует отметить, что при проводке скважины в подсолевых отложениях отмечены в керне признаки нефти в виде выпотов нефти в воронежском, саргавском, ланском, старооскольском и верхне-протерозойском интервалах разреза. Учитывая проявление нефти в верхнесоленосном разрезе Петриковской технологической скважины здесь уместно применить правило Кудрявцева, действующее во всех нефтегазоносных бассейнах по мере их глубокого разбуривания. Это правило заключается в том, что во всех нефтегазоносных районах, где нефть и газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах. В горизонтах, где имеются хорошие коллекторы и ловушки, формируются промышленные залежи [11].

И на этом объекте нам представляется перспективным участок в районе скв. Северо-Шестовичская 2 по подсолевым отложениям (*рис. 12*).

Установлены признаки нефти в подсолевых отложениях, свидетельствующие о перспективности Северо-Шестовичской площади.

По результатам аномальной радиенасыщенности пластовых вод из интервала 1983–2060 м (D₃ sr-st) составляющих $1,07 \cdot 10^9$ г/дм [5, 6] расстояние до прогнозируемой залежи составляет более 50 м (*рис. 12*). Следовательно, этот участок совместно с залегающим к северу Сметаничским

блоком подлежит в ближайший период детальному исследованию сейсмическим методом для заложения поисковой скважины.

Выводы

Проанализирован ход геологоразведочных работ в пределах четырех участков, в которых пробурены единичные скважины, заложенные по методу «дикой кошки». В чистом виде только одну из четырех скважин можно отнести к заложению по этому принципу – скв. Ельская 2. Параметрические скв. Шатилковская 1 и Савичская 1 решали параметрические задачи, которые они успешно решили, однако дополнительно во вскрытом разрезе установлены нефтепроявления, которые в последующем доведены до залежей нефти с подсчетом промышленных запасов. Следует отметить, что в районе установленного нефтепроявления проявляется поисковый геологический азарт, стимулирующий ускоренное заложение очередных поисковых скважин. Следует признать, что такому ускорению способствовал результат, полученный в скважине-первооткрывательнице с проявлением нефти. При этом обосновании для заложения последующих поисковых скважин служили другие нефтеперспективные горизонты. В частности, Ельское проявление нефти в верхнесоленосном комплексе способствовало заложению поисковых скважин на межсолевой и подсолевой комплексы, для чего пробурено 23 глубокие скважины с общей проходкой 68 349 м (*табл. 1*). Так же в историческом плане происходило и на других участках. Завершающим этапом исследования участка является установление реального месторождения (залежи) нефти. В пределах Ельского участка залежь нефти с промышленными извлекаемыми запасами установлена в межсолевом комплексе в елецком горизонте на Ново-Ельском месторождении – 8 тыс. т по категории C₁, 121 тыс. т по категории C₂ и ресурсы категории D₀ в количестве 253 тыс. т (*табл. 2*). Участок первооткрывательницы внутрисолевой залежи скв. 2 определяется в настоящее время как Познякевичская перспективная площадь с ресурсами нефти около 255 тыс. т по категории D₀. Однако для перевода части ресурсов по этому участку в запасы промышленной категории в настоящее время не требуется никаких физических объектов, кроме аналитического обобщения [4].

В пределах Шатилковского участка в верхнесоленосном горизонте, инициировавшем исследования, установлены залежи нефти с про-

мышленными запасами на Шатилковском и Южно-Шатилковском месторождениях с извлекаемыми запасами 109 тыс. т по категории C_1 и 325 тыс. т по категории C_2 (**табл. 2**).

В пределах Савичского участка основным разрезом, инициировавшим изучение, являются горизонты подсолевого карбонатного комплекса, в котором залежи нефти установлены в саргаевском, семилукском и воронежском горизонтах (**табл. 2**). Извлекаемые запасы составляют 129 тыс. т по категории C_1 , 196 тыс. т по категории C_2 и ресурсы категории D_0 в количестве 113 тыс. т. В пределах участка пробурено 12 поисково-разведочных скважин с проходкой 42 341 м (**табл. 2**).

В пределах Петриковско-Шатилковского участка основным комплексом исследования являлись подсолевые отложения на отдельных локальных участках. Межсолевые отложения характеризуются весьма низкоемкими пластами, проблемными для обеспечения притоков флюидов. Установление в пределах Петриковской площади нефтепроявления в технологической скв. 1 Петриковская определяет положительно перспективы верхнесоленосного комплекса. Однако по опыту работ на Шатилковском участке для изучения внутрисоленосных горизонтов требуется новое более высокое качество сейсмических исследований геологического строения.

Следует признать, что в анализируемый период достоверность применявшегося метода сейсморазведки МОГТ 2D в силу существенной разблокированности подсолевого и межсоле-

вого комплекса и влияния солянокупольной тектоники оставалась не всегда высокой. В настоящее время сейсморазведочные методы по методике 3D позволяют значительно выше поднять достоверность подготовки объектов под поисковое бурение. Целесообразно территорию, включающую район скважин Петриковская технологическая и Северо-Шестовичской 2, изучить детальной съемкой для заложения поисковой скважины.

Установленные нефтепроявления в первых поисковых и параметрических скважинах, заложенных по методу ДК, через значительный период завершаются выявлением залежей нефти с промышленными, однако, незначительными запасами нефти, не более 1 млн т геологических запасов.

Из-за незначительных размеров залежей нефти, на опыте анализа работ на Шатилковском и Савичском участках, – выявление залежей является чисто случайным фактом. Смещение при проектировании скважин на этих участках на 200–300 м от пробуренного привело бы к отрицательным результатам.

Активизация поисковых работ в начальный период с заложением дополнительных поисковых скважин без уверенной геологической информации определило невысокую экономическую эффективность поисковых работ. Вместе с тем, выполненные работы сыграли положительную геологическую роль при определении реальных моделей ловушек углеводородов, результаты которых использовались при изучении других участков. **Ф**

Литература

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир. 1970. 639 с.
2. Познякевич З.А., Азаренко Ф.С., Богино В.А., Клушин С.В., Микуцкий С.П. Динамика развития нефтегазопоисковых исследований и геолого-геофизическая изученность Припятской нефтегазоносной области / Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы. Мин.: Беларуская наука. 1997. С. 171–210.
3. Лукашев К.И. Лапуть В.А., Семячко Р.Я., Буяков Н.И. Нефть Белоруссии (потенциальные нефтегазоносные районы). Мин.: Наука и техника. 1969. 204 с.
4. Грибик Я.Г. Геологическая оценка Ельской (Познякевичской) залежи нефти в Припятском прогибе // Літасфера. 2016. № 2 (45). С. 94–107.
5. Грибик Я.Г. Оценка перспектив нефтеносности локальных структур Припятского прогиба по радиоактивности подземных вод / Перспективы развития минерально-сырьевой базы БССР. Сборник научных трудов. Мин.: БелНИГРИ. 1990. С. 67–73.
6. Грибик Я.Г. Новые прогнозируемые месторождения нефти в Припятском прогибе / Инновационное развитие геологической науки – путь к эффективному и комплексному освоению недр. Мин.: БелНИГРИ. 2007. С. 84–88.
7. Геология нефтяных месторождений Белоруссии / Под ред. С.П. Максимова. М.: Недра. 1972. 232 с.
8. Тектоническая терминология Белоруссии и Прибалтики (локальные структуры) / Гл. ред. Р.Г. Гарецкий. Мин.: Наука и техника. 1979. 208 с.
9. Бескопыльный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Пояснительная записка к картам структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Минск-Гомель. 2011. 43 с.

10. Лапуть В.А. Геохимия нефтегазоносных отложений Белоруссии. Мн.: Наука и техника. 1983. 214 с.
11. Кудрявцев Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти / Генезис нефти и газа. М.: Недра. 1967. С. 262–291.

UDC 553.98 (476.2)

Ya.G. Gribik, Cand.Sc. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Geotectonics and Geophysics, Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus¹, yaroslavgribik@tut.by

¹10, F. Skoriny str., 220076, Minsk, Republic of Belarus.

Reprospecting for Oil at Important Facilities of the Pripyat Trough

Abstract. The results of geological exploration for oil within the Elsky, Shatilkovsky, Savichsky and Petrikovsko-Shestovichsky sections of the Pripyat trough are analyzed. The analysis covers almost 70 years from the drilling of the first exploratory wells laid by the “wild cat” method to the modern comprehensive justification. During the analyzed period, from 12 to 23 deep wells were drilled with a total penetration of 42.3 thousand meters to 68.3 thousand meters in each section. The initial stage of work after the first oil inflow is characterized by a higher activity of drilling new exploratory wells, justified by the methods available at that time. The negative result of exploratory drilling in certain areas is also due to the significant fragmentation of the intrasalt perspective horizons and the areal unevenness of reservoir layers in the subsalt complex. Within the boundaries of the sites, deposits with recoverable oil reserves of no more than 450 thousand tons are established, which can be determined as a low economic efficiency of prospecting operations. However, the work played a positive role in determining real models of hydrocarbon traps for use in re-prospecting in the analyzed and other areas of the Pripyat trough.

Keywords: oil; well; upper salt; influx; stocks; “wild cat” method.

References

1. Levorsen A. *Geologija nefti i gaza* [Geology of oil and gas]. Moscow, Mir Publ., 1970, 639 p.
2. Poznakevich Z.A., Azarenko F.S., Bogino V.A., Klushin S.V., Mikutskii S.P. *Dinamika razvitiia neftegazopoiiskovykh issledovanii i geologo-geofizicheskaiia izucheniiost' Pripiatskoi neftegazonosnoi oblasti* [Dynamics of development of oil and gas exploration and geological and geophysical knowledge of the Pripyat oil and gas area]. *Geologija i neftegazonosnost' zapada Vostochno-Europeiskoi platformy* [Geology and oil and gas potential of the west of the East European Platform]. Minsk, Belaruskaiia navuka Publ., 1997, pp. 171–210.
3. Lukashev K.I. Laput' V.A., Semachko R.Ia., Buiakov N.I. *Neft' Belorusii (potentsial'nye neftegazonosnye raiony)* [Oil of Belarus (potential oil and gas regions)]. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1969, 204 p.
4. Gribik Ia.G. *Geologicheskaiia otsenka El'skoi (Poznakevichskoi) zalezhi nefti v Pripiatskom progibe* [Geological assessment of the El'skaya (Poznakevichskaya) oil deposit in the Pripyat trough]. *Litasfera* [Lithosphere], 2016, No 2 (45), pp. 94–107.
5. Gribik Ia.G. *Otsenka perspektiv neftenosnosti lokal'nykh struktur Pripiatskogo progiba po radioaktivnosti podzemnykh vod* [Estimation of the prospects of oil-bearing capacity of local structures of the Pripyat trough according to the radioactivity of groundwater]. *Perspektivnye razvitiia mineral'no-syr'evoi bazy BSSR. Sbornik nauchnykh trudov* [Prospects for the development of the mineral resource base of the BSSR. Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIGRI Publ., 1990, pp. 67–73.
6. Gribik Ia.G. *Novye prognoziruemye mestorozhdeniiia nefti v Pripiatskom progibe* [New predicted oil fields in the Pripyat trough]. *Innovatsionnoe razvitiye geologicheskoi nauki – put' k effektivnomu i kompleksnomu osvoeniiu nedr* [Innovative development of geological science- the way to efficient and integrated development of the subsoil]. Minsk, BelNIGRI Publ., 2007, pp. 84–88.
7. *Geologija neftianykh mestorozhdenii Belarusii* [Geology of oil fields in Belarus]. Edited by S.P. Maksimov. Moscow, Nedra Publ., 1972, 232 p.
8. *Tektonicheskaiia terminologija Belarusii i Pribaltiki (lokal'nye struktury)* [Tectonic terminology of Belarus and the Baltic states (local structures)]. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1979, 208 p.
9. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Poiasnitel'naja zapiska k kartam strukturnogo raionirovaniia podsolevogo i mezhsolevogo kompleksov Pripiatskogo progiba dlia reshenii zadach effektivnogo osvoeniia resursov uglevodorodov* [Explanatory note to the maps of structural zoning of the pre-salt and inter-salt complexes of the Pripyat trough for solving the problems of efficient development of hydrocarbon resources]. Minsk – Gomel, 2011, 43 p.
10. Laput' V.A. *Geokhimija neftegazonosnykh otlozhenii Belarusii* [Geochemistry of oil and gas deposits in Belarus]. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1983, 214 p.
11. Kudriavtsev N.A. *Sostoianie voprosa o genezise nefti* [State of the issue of the genesis of oil]. *Genezis nefti i gaza* [Genesis of oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1967, pp. 262–291.



М.З. Рачинский
д-р геол.-мин. наук
профессор
академик РАЕН
*Environmental Solutions International*¹
главный консультант
rachinsky@yandex.ru

К проблеме нисходящей миграции флюидов

¹США, Мэриленд, Тусон, а/я 27637.

В статье рассматриваются вопросы генезиса, миграции и аккумуляции углеводородов на сверхглубинах (10–12 км) осадочного чехла и в выступах кристаллического фундамента. Обосновывается малая возможность формирования залежей и месторождений нефти и газа за счет нисходящей фильтрации флюидов из расположенных выше по разрезу «материнских» комплексов. Предлагается альтернативная концепция внедрения в дислокацию осадочных пород высокотемпературных выступов субстрата в инверсионные периоды тектогенеза, сопровожденных летучими мантийными агентами, сорбирующими органику пород и полимеризующими ее в ретроградные углеводороды нефтяного ряда

Ключевые слова: сверхглубины; выступы фундамента; нефтегазоносность; нисходящая миграция; генезис углеводородов; залежи и месторождения; тектогенез; верхняя мантия

В последние годы интерес к проблеме нисходящей миграции углеводородных флюидов существенно возрос, главным образом – по причине открытия крупных и уникальных залежей и месторождений на сверхглубинах (до 12 км) в базисных объектах осадочного чехла и выступах кристаллического субстрата, где генерация биогенных УВ из-за жесткой термобарии по определению маловероятна.

Сразу же отметим, что гипотетически допускаемое нисходящее движение УВ флюидов в базисные объекты литосферы и поверхность фундамента при прочих благоприятных факто-рах принципиально могло бы иметь место в двух вариантах: в обстановке, когда нефтегазопродуцирующие свиты и горизонты находятся выше по вертикальному разрезу на расстоянии десятков-сотен м (нескольких км) от расположенных ниже нефтегазоаккумулирующих порово-каверно-трещинных объектов; и лишь в условиях непосредственного контакта «материнских» пород с названными аккумулирующими емкостными объемами.

В первом варианте, когда между зонами генерации и аккумуляции УВ расстояние по вертикали составляет десятки-сотни метров (км), и этот интервал осадочной толщи выполнен горизонта-ми с нормальным ходом гидростатики, и в разре-зе присутствуют экранирующие глинистые пласти и пачки с повышенными и аномально высокими поровыми давлениями, нисходящая миграция (фильтрация) флюидов маловозможна по опре-делению, поскольку наличие значительных гра-диентов давления между генерирующими УВ-объектами и аккумулирующими резервуарами свидетельствует о весьма затрудненной (или от-сутствии) гидравлической связи между ними.

С другой стороны, накопление УВ в ло-вушках требует наличия в них свободных по-рово-трещинно-кавернозных аккумулирующих объемов, что возможно лишь при условии пред-варительного освобождения сингенетичных се-диментогенных вод, малоспособных в условиях сверхглубин к удалению [8].

Учет этих констатаций позволяет рассмат-ривать нисходящую фильтрацию как сугубо част-ный, в значительной мере умозрительный вари-ант флюидомассопереноса.

Рассмотрим наиболее часто встречающиеся в геологической литературе ситуации, описы-вающие миграционные процессы УВ флюидов, утверждающие довольно экзотическую модель нисходящего геостатического (отжимного, кон-солидационного, элизионного) перемещения в осадочной толще флюидов по вектору «сверху-вниз» – от расположенных выше по разрезу

нефтегазопроизводящих серий в находящиеся значительно ниже по гипсометрическому и стратиграфическому разрезам аккумулирующие объемы, включая выступы кристаллического основания. Расстояние между названными объ-ектами по вертикали, по мнению некоторых авторов, может достигать от десятков-сотен мет-ров до нескольких километров, охватывая таким образом большой объем литосферы, и даже в ряде случаев охватывая отдельные участки вы-ступов фундамента.

Обсуждая эту проблему, необходимо иметь в виду, что критерием и императивом необходи-димости и достаточности любого механизма миграции и аккумуляции УВ является абсолют-ное соответствие закону Архимеда, по которому в жидкой среде менее плотные компоненты всегда стремятся занять верхнее положение – всплыть над более тяжелыми разностями.

Релевантность литостатической консолида-ции глинистых «материнских» интервалов разре-за, обеспечивающей нисходящую миграцию флюидов, не представляется достаточно обос-нованной по причине «работы» элизионного механизма лишь в диапазоне глубин 1,5–1,8 км, ниже которых указанный флюидомассообмен облигатно сменяется капиллярным, пленочным, диффузионным, осмотическим и др. модифи-кациями, осуществляющимся в гораздо меньших количественных объемах со значительно мень-шими скоростями и в течение весьма продолжи-тельного геологического времени [5]. Следует также учитывать, что проницаемые горизонты и сообщающиеся между собой и с ними треши-ны в непроницаемых породах (экранах) земной коры заполнены автохтонной седиментогенной подземной водой и что УВ обладают всегда меньшей плотностью и поэтому не могут дви-гаться по ним по вектору «сверху-вниз» против архимедова потенциала всплыивания.

Теоретической основой воззрений о нисхо-дящей миграции флюидов служит соверше-нно умозрительное суждение, что если в объектах верхней части разреза градиент пластового дав-ления существенно выше, чем в нижних, то ток флюидов может и должен осуществляться имен-но в этом направлении. При этом соверше-нно упускается из вида, что наличие перепада давле-ния как раз свидетельствует о гидродинамиче-ской затрудненности массообмена и отсутствии (замедлении) вертикального флюидомассопе-реноса. В противном случае такое движение флюидов по этому тренду должно со временем облигатно привести к выравниванию давлений и прекращению миграции.

Для обоснования релевантности нисходяще-го механизма в природных условиях некоторы-

ми авторами обычно привлекаются следствия закона Бернулли, согласно которым в сечениях большего диаметра скорость движения жидкости выше, чем в меньших сечениях. С точки зрения логики и здравого смысла к объективной геологической ситуации осадочного разреза закон Бернулли мало применим, поскольку он является законом трубной гидравлики, отвечает течению в прямых трубах идеальной жидкости, что не соответствует реалиям и критериям подобия естественной геологической среды.

Согласно этой модели допускается, что неоднократно преломленные (кривоколенные) с потерей напора и ростом гидравлических сопротивлений субвертикальные квазизияющие дизъюнктивы, заполненные тектонической брекчией и продуктами дробления пород, с глубиной увеличиваются в сечении. Это, якобы, увеличивает скорость нисходящего фильтрационного тока флюидов и препятствует, таким образом, архимедову всплыvанию законсервированных легких УВ над более плотной сингенетической разрезу седиментогенной водной средой геологического разреза. Указанное допущение представляется в гидрофизическом и тектоническом аспектах более чем сомнительным, поскольку, как известно, в большинстве случаев с глубиной сечение и амплитуды разломов и разрывов уменьшаются в вертикальном сверху-вниз направлении, что определенно снижает скорость фильтрации, потерю напора и расход флюидов. Исходя из изложенного, присутствие биогенных компонентов в составе УВ выступов кристаллического субстрата может быть логично объяснено лишь внедрением последних по модели бакко(лакко)- или жильно-дайковых интрузий в базисные объекты литосферы, содержащие *in situ* рассеянный биоматериал.

Исключительно жесткие термобарические условия высокой нефтегазоносности сверхглубоких базисных объектов литосферы [6], не позволяющие консервацию УВ биосоединений в диапазоне более 200 °C (известные ограничения «нефтяного окна») обязательно определяют необходимое присутствие в их разрезах abiогенной компоненты, генерированной верхней мантией и имеющей отличную от органогенных УВ элементную и групповую нанокомбинаторику иного, стабильного в условиях весьма высоких температур и давлений, специфического структурно-микрокомпонентного состава (водород, гелий, азот, кислород, железо, марганец, медь, золото, серебро, углерод, графит, стронций, литий, ртуть, уран, радон, сероводород, CO₂, мантийные CH₄, вода и др.), микрокомпонентные соотношения (ванадий, ртуть и др.) и фазовые состояния [4, 5].

Адептами [1, 2, 6, 9 и др.] исключительно биогенной парадигмы присутствия УВ в сверхглубоких резервуарах стратисфера и фундаменте по известной модели катагенетического термометаморфизма РОВ «материн-ских» пород (Васкоевич-Карцев-Лопатин-Неручев) нефтегазонасыщение этих объектов интерпретируется как результат нисходящей миграции поровых флюидов и органогенных УВ из как прилегающих (облекающих), так и значительно выше расположенных консолидируемых преимущественно глинистых генерирующих серий с аномально высокими поровыми давлениями (АВПД) в нижележащие коллекторские пачки с меньшими градиентами давлений. В рамках этой концепции допускается проникновение сверху вниз по вертикали отжимаемых под литостатическим давлением поровых флюидов и УВ на расстояние иногда в несколько километров (месторождения Белый Тигр – Вьетнам, Мурадханлы – Азербайджан) сквозь промежуточные не(мало)проницаемые терригенные экраны и солевые толщи.

Постулируя биогенную природу УВ в выступах фундамента, необходимо признать образование в переходной зоне базисных объектов осадочного чехла и субстрата своеобразной дилатантной «воронки депрессии» в ходе проявления неотектонического образования дизъюнктивов – участков и зон пониженного пьезометрического потенциала, образовавшихся за счет фазовых трансформаций пород и насыщающих их флюидов в нижних этажах литосферы и гравином пустотном пространстве кристаллического ложа. Образовавшаяся разность гидродинамических потенциалов «засасывает» флюиды из вышележащих УВ производящих интервалов в подстилающие порово-каверно-трещинные пространства (линзы) фундамента.

Понимая сомнительность подобного подхода, сторонники указанной модели полагают возможной нисходящую миграцию по секущим осадочный чехол и субстрат последовательно с глубиной сужающимся трещинам и дизъюнктивам, обеспеченную эффектом Бернулли и разностью значений градиентов АВПД и АВПД, соответственно в находящихся выше генерирующих УВ преимущественно глинистых интервалах и разного рода подстилающих коллекторах. Противоречивость подобной аргументации рассмотрена выше.

Следует особо остановиться на реальности модели поступления УВ в выступы кристаллического основания из облекающих их так называемых «материнских» пород. Промысловые фактические данные по месторождениям Белый Тигр и Мурадханлы, констатирующие пятнистую (мозаичную) локализацию УВ насыщения в зонах и локальных участках их интенсивного

дробления; основных (наиболее контрастных) разломов, разрывов (тектоноблендеры [3]) и оперяющих их сообщающихся тектонических нарушений в зонах и пунктах интенсивных процессов растворения и метасомоза минералов, в совокупности образующих локальные фильтрационно-емкостные микросети; повышенная продуктивность скважин именно на этих участках свидетельствуют о достаточно малой вероятности аккумуляции УВ в эродированных выступах фундамента в процессе их латерального проникновения из облекающих генерирующих комплексов.

В рамках биогенной парадигмы теоретический интерес представляет большой замкнутый осложненный тектоническими нарушениями осадочно-породный линзообразный геологический объем, заключенный в толщу несообщающихся с дневной поверхностью перемежающихся проницаемых и экранирующих интервалов. В ходе иммерсионного этапа геологической истории района из компетентных разностей разреза станут отжиматься поровые воды, воды дегидратации глинистых минералов смектитовой группы и УВ флюид. Полученная водонефтяная эмульсия мигрирует по нарушениям сверху-вниз и создает скопления в нижней части линзы. Затем в соответствии с плотностным распределением компонентов эмульсии менее потные УВ всплывают в верхние части ловушек, образуя замкнутые линзообразные скопления УВ практически без контурных и подошвенных вод.

Некоторые авторы в обоснование нисходящей миграции флюидов приводят следующую аргументацию. По их представлениям, физическая основа этого процесса заключается в том, что в период активизации тектогенеза – возникновения и развития глубинных разломов, впервые осложняющих фундамент, из генерирующих комплексов и залежей в осадочном чехле происходит интенсивная нисходящая струйная фильтрация УВ в пустоты фундамента и разрывы сверхглубоких базисных горизонтов литосферы по зонам деформации разломов под действием электрических полей высокого напряжения, обусловленных пьезоэлектрическим эффектом трения пород и электризацией кристаллических массивов в процессе трещинообразования. В том же направлении постулируется синхронное проявление дилатантных эффектов, обес-

печивающих своеобразное «вакуумирование» зоны генерации разлома и сброс в ней давления. Предполагается, что суммарный эффект электро- и пьезопотенциалов превысит потенциал архимедовых сил всплытия, и «спустившиеся» УВ окажутся законсервированными. По этому поводу можно заметить, что абсолютные величины всех трех потенциалов на сегодняшний день в реальных природных условиях неизвестны и предположения названных авторов не более чем умозрительны. Далее. Первые два потенциала, обусловленные импульсным проявлением инверсионного тектогенеза, очевидно способны «работать» не на постоянной основе, а в течение относительно небольшого геологического временного промежутка, т.к. по мере ремиссии процесса давления во всех комплексах будут стремиться к выравниванию. Полностью же сохранившие свой архимедов потенциал всплытия УВ обязательно будут перемещаться снизу-вверх по разрезу, обеспечивая тем самым их перманентную циркуляцию в разрезе в функции фаз и интенсивности тектогенеза.

В свете изложенного спорадическое УВ-насыщение кристаллических выступов субстрата следует оценивать не как эффект нисходящей фильтрации флюидов из удаленных вышележащих «материнских» отложений или обогащенных органикой облекающих их пород, а как следствие внедрения в них кристаллических пород фундамента в периоды тектонической инверсии региона. Пронзая осадочный чехол, высокотемпературные выступы субстрата сорбируют органику окружающих осадочных пород, а сопровожденные струйные летучие парогазовые компоненты верхней мантии полимеризуют эту органику в ретроградные УВ нефтяного ряда [4, 5]. Контакт кристаллических выступов субстрата с породами осадочного чехла и необходимое присутствие в них биоматериалов создает иллюзию превалирующей органогенности углеводородов фундамента.

С другой стороны, не следует исключать некоторые возможности микромиграционных процессов – просачивание флюидов, капиллярные и пленочные эффекты, диффузионные, осмотические процессы и др. Понятно, что масштаб этих явлений несопоставим с фильтрацией флюидов, и они вряд ли способны формировать значительные скопления нефти и газа. **❶**

Литература

1. Абукова Л.А. К вопросу о механизме формирования залежей углеводородов в фундаменте древних осадочных бассейнов // Естественные и технические науки. 2008. № 4.
2. Абукова Л.А. Нисходящая миграция подземных вод и углеводородов в осадочных нефтегазоносных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 10.

3. Карпов В.А. О некоторых особенностях связи представлений о генезисе углеводородов и результатов нефтегазопоискового процесса // Бурение и нефть. 2020. № 2.
4. Лурье М.А. Преобразование глубинных abiогенных флюидов в нефтяное вещество // Геология нефти и газа. 2019. № 5.
5. Лурье М.А. Свойства и состав глубинных флюидов – источников углеводородов, гетерокомпонентов и микроэлементов abiогенных нефей // Геология нефти и газа. 2020. № 3.
6. Осипов А., Керимов В., Мустаев Р. Особенности генерации углеводородов на больших глубинах земной коры // Доклады Академии наук. 2018. Т. 483. № 3. С. 296-300.
7. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. – Compaction of Clayes as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation. Energy Sources Jornal. 2008. Part A., v.30, issue 7.
8. Рачинский М.З. Светлая память дальней латеральной миграции флюидов или печальная сага об одном геологическом мифе // Недропользование XXI век. 2020. № 2а.
9. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов / Формирование, поиск и разведка газовых залежей. Сборник научных трудов ВНИИгаз. М. 1988.

UDC 553.98

M.Z. Rachinsky, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Professor, Member of RANS, Principal Consultant of Environmental Solutions International¹, rachinskymz@gmail.com

¹P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA.

Downward Migration of Fluids: Critical Analysis

Abstract. Recently discovered substantial hydrocarbon deposits were associated with the super-depths of the Earth's crust and outcrops of the crystalline substrate (10–12 km). The location of these hydrocarbon fields and the presumed development of the hydrocarbons in the rigid thermobaric conditions (far beyond the oil "window") excludes the organic nature of the deposits. Prospecting and exploration require a theoretical interpretation of this phenomenon. Proponents of the abiogenic nature of hydrocarbons propose downward migration of the hydrocarbons from the hydrocarbon-producing complexes encasing the foundation outcrops. A critical analysis of these views shows their incompatibility with the actual geological state. The lithologically heterogeneous vertical section of the sedimentary stratum contains both porous and non-porous layers, which excludes the possibility of the downward filtration flow. Uneven zonal (mosaic) distribution of the hydrocarbons over the deposit area raises doubts about the validity of the theory of the saturation of the basement outcrops with the hydrocarbons caused by the fluid and mass exchange with the encasing "parent" layers. Additionally, hydrocarbon saturation was exclusively linked to the localized areas of the large disjunctions and zones of crushing and tectonic fracturing, which further undermines the hypothesis of the downward or lateral migration. As an alternative, the author proposes that hydrocarbon deposits develop throughout the inversion periods of tectogenesis due to the intrusion of the basement outcrops into the sedimentary layers. This intrusion involves volatile mantle agents absorbing rock organic matter and polymerizing it into petroleum hydrocarbons.

Keywords: super-depths; basement outcrops; oil and gas content; downward migration; hydrocarbon genesis; deposits and fields; tectogenesis, upper mantle.

References

1. Abukova L.A. *K voprosu o mekhanizme formirovaniia zalezhei uglevodorodov v fundamente drevnikh osadochnykh basseinov* [On the question of the formation mechanism of hydrocarbon deposits in the basement of ancient sedimentary basins]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki* [Natural and technical sciences], 2008, No 4.
2. Abukova L.A. *Niskhodiashchaia migratsia podzemnykh vod i uglevodorodov v osadochnykh neftegazonosnykh basseinakh* [Downward migration of groundwater and hydrocarbons in sedimentary oil and gas basins]. *Geologija, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2008, No 10.
3. Karpov V.A. *O nekotorykh osobennostyakh sviazi predstavlenii o genezise uglevodorodov i rezul'tatov neftegazopoirovskogo protsessa* [On some features of the connection between ideas about the genesis of hydrocarbons and the results of the oil and gas exploration process]. *Burenje i neft'* [Drilling and oil.], 2020, No 2.
4. Lur'e M.A. *Preobrazovanie glubinnykh abiogenykh fliuidov v neftianoe veshchestvo* [Transformation of deep abiogenic fluids into oil matter]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2019, No 5.
5. Lur'e M.A. *Svoistva i sostav glubinnykh fliuidov – istochnikov uglevodorodov, geterokomponentov i mikroelementov abiogenykh neftei* [Properties and composition of deep fluids- sources of hydrocarbons, heterocomponents and microelements of abiogenic oils]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2020, No 3.
6. Osipov A., Kerimov V., Mustaev R. *Osobennosti generatsii uglevodorodov na bol'sikh glubinakh zemnoi kory* [Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths of the earth's crust]. *Doklady Akademii nauk* [Reports of the Academy of Sciences], 2018, vol. 483, No 3, pp. 296-300.
7. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. – Compaction of Clayes as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation. Energy Sources Jornal. 2008. Part A., v.30, issue 7.
8. Rachinskii M.Z. *Svetlaia pamiat' dal'nei lateral'noi migratsii fliuidov ili pechal'naiia saga ob odnom geologicheskem mife* [Blessed memory of distant lateral migration of fluids or a sad saga about one geological myth]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsurface use XXI century], 2020. No 2a.
9. Iakovlev Yu.I. *Teoriia i primery niskhodiashchei migratsii uglevodorodov* [Theory and examples of downward migration of hydrocarbons]. *Formirovanie, poisk i razvedka gazovykh zalezhei. Sbornik nauchnykh trudov VNIIgaz* [Formation, search and exploration of gas deposits. Collection of scientific papers VNIIgaz]. Moscow, 1988.



АГД Даймондс

АО «АГД ДАЙМОНДС»

Компания по поискам, разведке, добыче и реализации алмазов основана в 1931 г.
В 2014 г. на месторождении им. В. Гриба (4 место в России и 7 в мире по доказанным
запасам алмазов) введен в строй горно-обогатительный комбинат им. В. Гриба
мощностью 4,5 млн т руды в год

С начала разработки месторождения АО «АГД ДАЙМОНДС» добыто:

- 30 уникальных алмазов особой крупности (+50 ct)
- 36,5 млн т алмазной руды
- 222 млн м³ горной массы

АО «АГД ДАЙМОНДС» – один из основных налогоплательщиков региона: выплаты
в 2014–2021 гг. – более 25 млрд руб. (из них 23,6 млрд руб. – в бюджет Архангельской области)
АО «АГД ДАЙМОНДС» – один из основных работодателей региона (свыше 1200 сотрудников)

АО «АГД ДАЙМОНДС» – один из лидеров
экологической и промышленной безопасности России





Учрежден Фонд развития детско-юношеского и молодежного геологического образования «Юный геолог»

Яшина

31 мая 2022 г. в Государственном геологическом музее имени В.И. Вернадского состоялось первое организационное совещание Правления Фонда развития детско-юношеского и молодежного геологического образования «Юный геолог».

Фонд «Юный геолог» учрежден Федеральным агентством по недропользованию в соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, которая предусматривает совершенствование подготовки высококвалифицированных специалистов и инновационное развитие геологической отрасли, с целью повышения роли детско-юношеских геологических движений, обеспечивающих популяризацию профессий горно-геологической направленности среди молодого поколения.

Попечительский совет Фонда возглавил Дмитрий Кобылкин, глава Комитета Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды.

В ходе заседания Фонда руководитель Федерального агентства по недропользованию Евгений Петров, председатель и члены Попечительского совета заслушали информацию об учреждения Фонда «Юный геолог», а также обсудили первоочередные и перспективные направления его деятельности, в том числе вопросы по информационной, технической и организационной поддержке его деятельности.

Председатель Попечительского совета Фонда Дмитрий Кобылкин в своем выступлении отметил: «Сегодня мы фактически создаем задел для будущего отрасли. Все исследования говорят о растущем кадровом дефиците на предприятиях минерально-сырьевого комплекса. И если ничего не предпринимать, разрыв будет только увеличиваться. Заканчиваются «легкие» для разведки и добычи месторождения, для более сложных нужны будут специалисты экстра-класса. Наша задача – максимально участвовать в привлечении молодежи к работе в отрасли, популяризации профессии «геолог». В этих целях необходимо объединение усилий образовательных орга-

низаций, отраслевых государственных учреждений и компаний-недропользователей в области подготовки специалистов-геологов». Среди ключевых направлений работы Фонда Дмитрий Кобылкин выделил следующие:

- развитие детско-юношеского и молодежного геологического образования;
- просветительская работа путем проведения открытых уроков и лекций;
- создание проектов наставничества;
- привлечение молодежи к решению сложных отраслевых вопросов;
- учреждение специальных стипендий, премий, грантов.

Он также заострил внимание на важности привлечения инвестиций для реализации обозначенных направлений.

В своем выступлении руководитель Федерального агентства по недропользованию Евгений Петров подчеркнул, что Фонд действует в тесном сотрудничестве с Федеральным агентством по недропользованию в рамках соответствующего соглашения, а также рассказал о развитии детско-юношеского геологического движения России. В рамках поручений Пра-

вительства Российской Федерации Роснедра проводят мероприятия по вовлечению детей школьного возраста в научно-познавательные, профессиональные и патриотические программы, направленные на подготовку отраслевых геологических кадров для Российской Федерации и стран СНГ.

Помимо знакомства с основами геологической профессии, дети и подростки, вовлеченные в движение юных геологов, принимают участие в регулярно проводимых слетах, всероссийских и международных геологических олимпиадах. Многолетний опыт этой работы показал, что такие мероприятия дают новый импульс для притока кадров в геологию, поскольку активные участники детско-юношеского геологического движения в дальнейшем поступают в высшие и средние учебные заведения геологического профиля, тем самым способствуя решению проблем кадрового кризиса в отрасли.

В рамках заседания Попечительскому совету была представлена Презентация Фонда и проект перспективных направлений его работы. **❶**

На фото слева направо: Н.В. Милетенко, заместитель директора департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Министерства природных ресурсов и экологии РФ; Д.Н. Кобылкин, глава Комитета Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды; Е.И. Петров, руководитель Федерального агентства по недропользованию





О.В. Трофимова
ФБУ «ГКЗ»
Управление делами
заместитель начальника по научной работе
и международному сотрудничеству
trofimova_ov@gkz-rr.ru

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 июня 2022 г. проведена государственная экспертиза 1097 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 322;
- по подсчету геологических запасов – 8;
- по подсчету извлекаемых запасов – 45;
- по твердым полезным ископаемым – 102;
- по подземным водам – 85.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 535 объектов.

Подтверждено открытие 8 месторождений углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (AB1C1) составляет:

- по нефти – -0,8 млн т;
- по газу – 129,6 млрд м³;
- по конденсату – 4,7 млн т.

Таблица 1.

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2022 по 31.05.2022

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		A+B+C ₁	C ₂
Цинк	тыс. т	197,6	193,2
Уголь	тыс. т	-149 089,30	12 332,00
Серебро	т	163	-1166,4
Медь	тыс. т	32,3	36,1
Кадмий	т	0	1402,1
Золото	кг	276 475,20	133 579,20
Свинец	тыс. т	11,6	2,8
Железные руды	тыс. т	1 014 531,00	362 700,30

ПАВЛИК



7 тонн золота

Производственный результат 2021 года

7,2 тонн золота

Планируется произвести в 2022 году



АО «Золоторудная компания «Павлик» - одно из крупнейших золотодобывающих предприятий на Дальнем Востоке. Входит в ТОП-15 ведущих золотодобывающих компаний России.

Суммарные балансовые запасы категорий С1+С2 на месторождении Павлик на начало 2022 года составляют 149 тонн золота.

Продолжаются геологоразведочные работы, ориентированные на поиски и оценку на флангах месторождения. Рудный потенциал флангов может быть весьма значительным.

В ближайшие три года компания планирует вдвое увеличить добычу золота после запуска второй очереди золотоизвлекательной фабрики.

Пуско-наладочные работы на второй очереди ЗИФ планируются начать в IV квартале 2022 года, объем финансирования, предоставленного Газпромбанком, составил 354 млн долларов.

Строительство ГОКа «ПАВЛИК-2» увеличит производственную мощность предприятия до 10 млн тонн руды в год и до 14 тонн золота ежегодно. Планируется создание 800 дополнительных рабочих мест.

В рамках социального партнерства с органами исполнительной власти, компания вносит значительный вклад в инфраструктурное развитие Колымы. По мере развития бизнеса, реализовываются программы, направленные на поддержку социальных организаций, учреждений культуры и образования, в том числе осуществление ремонтов и реконструкции зданий в районном центре Усть-Омчуг.

АО «ПАВЛИК» активно содействует развитию спорта в регионе, спонсирует проведения спортивных турниров.

+7 (4132) 200-488

info@pavlik-gold.ru

www.pavlik-gold.ru



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ «ГКЗ»
tpl@gkz-rf.ru

Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В январе-мае 2022 г. проведено 91 заседание, из них четыре заседания по углеводородному сырью (Северо-Пурровское, Ваандейское и др.), 63 заседания по твердым полезным ископаемым, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Хангалас, Сухой Лог, Таисынское, Андрюшкинское) и россыпного (Верховья р. Конь, р. Артык, р. Отзол) золота, железных (Корпангское, Пионерское, Михайловское) и титано-магнетитовых (Чинейское) руд, медно-никелевых (Федорова Тундра) и золото-сурымянных руд (Утро), железистых кварцитов (Лебединское) и германиеносных лигнитов (Касская впадина, Анциферовское), нефелин-полевошпатовых руд (Вишневогорское), калийных солей (Верхнекамское) и каменной соли (Троснинское, Зиминское), алмазов (Солур-Восточная, Зарница), демантоидов (Коркодинское) и янтаря (Пальминкенское), кварцевых (Сухобезводниковое), формовочных (Балашайское) и стекольных песков (Дермаканскоe), а также бурого и каменного угля.

На 24 заседаниях по подземным водам были рассмотрены материалы государственной экспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных подземных вод, переоценки запасов подземных вод для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов размещения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Вачимское, Рыбальное, Тагульское, Ванкорское, Ичединское, Сурьеганское, Сузунское и др.). Подсчеты запасов месторождений УВС, ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов подземных вод 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 представлены материалы по подсчету запасов углеводородов и технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти Горстового месторождения, расположенного в Томской области.

Месторождение открыто в 1988 г., относится к разведываемым, введено в пробную эксплуатацию в 1992 г.

Нефтегазоносность месторождения связана с терригенными отложениями пластов васюганской свиты верхнего отдела юрской системы.

Материалы по подсчету геологических и извлекаемых запасов нефти Горстового месторождения представлены на рассмотрение ГКЗ в третий раз.

Подсчет геологических запасов нефти, растворенного в ней газа и сопутствующих компонентов по месторождению Горстовое выполнен с целью уточнения геологического строения месторождения на основании обобщения всей геолого-геофизической информации, полученной в результате, выполненных сейморазведочных работ МОГТ 2D на Горстовом участке, бурения новых скважин, отбора керна из новых скважин, с необходимостью актуализации запасов, а также в связи с окончанием срока пробной эксплуатации, необходимостью обновления проектного документа и перевода месторождения из разведываемого в статус разрабатываемого.

Вновь подсчитанные начальные геологические запасы нефти в целом по месторождению по сумме категорий АВ₁В₂ по сравнению с числявшимися на государственном балансе запасами категории С₁С₂ уменьшились на 8,8%, при этом по сумме категорий АВ₁ произошло увеличение на 9,3%, по категории В₂ – уменьшение на 20,4%. Изменения геологических запасов связаны с результатами сейморазведочных работ МОГТ 2D 2003 г. и выполненной совместно переинтерпретацией сейсмических материалов прежних лет (1985–1986 гг.), бурением и испытанием новых скважин и комплексной переинтерпретацией материалов ГИС всего фонда скважин.

Новая информация позволила уточнить площади залежей, границы развития коллекторов, объемы нефтенасыщенных пород, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности. По результатам проведенных работ было открыто 9 залежей.

Выполненная совместная интерпретация данных сейморазведки 2D, материалов бурения (ГИС, опробование, керн) и построенные на этой основе структурные карты по основным продуктивным пластам, по мнению экспертной комиссии, могут служить основой для определения площади нефтеносности по залежам на данной стадии изученности.

При этом комиссия отметила, что:

- представленные сейсмогеологические модели строения южного и центрального локальных поднятий могут быть приняты, как условно обоснованные результатами сейморазведочных работ в части структурных построений в силу их относительно простого геологического строения;

- представленная сейсмогеологическая модель строения северного поднятия по пластам принимается как условная, поскольку имеет

вероятностный характер, является недостаточно обоснованной с учетом сложного блокового строения;

– с целью снятия геологических рисков и получения более достоверных моделей залежей Горстового месторождения по продуктивным пластам недропользователю рекомендовано выполнить на участке исследований сейсморазведочные работы 3D и использовать их результаты в качестве основы для последующих построений при подсчете запасов.

По решению экспертной комиссии представленный подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа принят с учетом внесения следующих изменений:

- принять новые граничные значения петрофизических и геофизических параметров для нефтенасыщенных коллекторов пластов Горстового месторождения;
- скорректировать минимальное значение удельного электрического сопротивления нефтенасыщенного пласта;
- скорректировать интервалы выделения коллекторов и оценку их насыщения по ряду скважин;
- выполнить подсчет запасов в целом по каждой залежи, без выделения зон насыщения;
- выполнить подсчет запасов этана, пропана, бутанов в растворенном газе.

Представленные на государственную экспертизу начальные геологические запасы Горстового месторождения с учетом вышеупомянутых изменений в целом по месторождению по сумме категорий АВ₁В₂ по сравнению с представленными практически не изменились – сократились на 0,1%.

Представленные материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, выполненному в рамках проектного документа, у экспертной комиссии возражений не вызвали. Вместе с тем, экспертная комиссия отметила:

- на месторождении выделен один эксплуатационный объект, с чем экспертная комиссия согласилась;
- для обоснования технологических решений построена гидродинамическая модель объекта, при переходе к гидродинамическому моделированию проведена процедура ремасштабирования геологической модели;
- трехмерная цифровая модель объекта Горстового нефтяного месторождения пригодна для прогнозирования технологических показателей разработки и обоснования КИН;
- оценка экономической эффективности вариантов разработки Горстового месторождения выполнена методически верно, расчет налогов

выполнен корректно, нормативы капитальных вложений и эксплуатационных затрат достаточно обоснованы;

– анализ чувствительности экономических показателей выполнен качественно по общепринятой методике и в полном соответствии с методическими рекомендациями. Дальнейшая разработка Горстового месторождения характеризуется положительным значением чистого дисконтированного дохода, анализ чувствительности показал, что в целом проект имеет высокий уровень устойчивости.

По результатам экспертизы извлекаемые технологические, рентабельные запасы и коэффициент извлечения нефти могут быть поставлены на государственный баланс.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу были представлены материалы по технико-экономическому обоснованию постоянных разведочных кондиций и подсчет запасов алмазов трубы Зарница в Республике Саха (Якутия).

Геологоразведочные работы на месторождении проводились в две стадии: 1955–1958 гг. – предварительная разведка, 1980–1984 гг. – детальная разведка.

По результатам предварительной разведки (1955–1958 гг.) верхних горизонтов месторождение «Трубка Зарница» из-за низких содержаний алмазов было отнесено к непромышленным.

В 1981–1984 гг. произведена детальная разведка трубы Зарница, по результатам которой в 1985 г. ГКЗ СССР были утверждены запасы алмазов для открытого способа отработки до глубины 400 м.

Эксплуатация месторождения ведется с 1999 г. За период отработки трубы Зарница с 1999 по 2015 гг. дважды выполнялось списание неподтвержденных в процессе отработки запасов алмазов. В 2012–2014 гг. была выполнена разведка месторождения до глубины 200 м (с целью доизучения алмазоносности и гранулометрии алмазов, вещественного состава и уточнения морфологии рудного тела и подсчета запасов алмазов по категории С₁ до глубины 200 м. По результатам выполненных работ Комиссия утвердила запасы алмазов трубы Зарница для открытого способа отработки. Запасы категории С₂ были утверждены в контурах и цифрах ГКЗ СССР.

В 2017–2020 гг. был выполнен комплекс геологоразведочных работ по доизучению алмазоносности трубы Зарница в интервале глубин 200–400 м. По результатам геологоразведочных работ были подготовлены материалы ТЭО посто-

янных разведочных кондиций и подсчет запасов и представлены на государственную экспертизу.

В представленных материалах ТЭО кондиций рассмотрены два варианта отработки трубы Зарница в современных условиях: вариант с валовой отработкой рудного тела, оконтуренного по геологическим границам кимберлитового тела, и вариант селективной добычи руды с разделением на фланги по бортовому содержанию алмазов.

Валовая отработка по отрицательной величине граничного коэффициента вскрыши была признана экономически неэффективной независимо от глубины карьера.

В соответствии с выполненными расчётами глубина карьера для варианта селективной добычи принята 400 м.

По замечаниям экспертизы авторами была выполнена расшифровка расчета граничного коэффициента вскрыши для второго варианта при использовании в качестве исходных данных удельных затрат, основанных на фактически достигнутых показателях горнодобывающего предприятия. Также дополнительно был выполнен расчет граничного коэффициента вскрыши при использовании удельных затрат итоговых показателей денежных потоков проекта.

При новом расчете граничного коэффициента вскрыши предельная глубина карьера, определенная по соотношению граничного и контурного коэффициентов вскрыши, составила 285 м, что, по данным недропользователя, неприемлемо из соображений недостаточной полноты загрузки обогатительной фабрики.

В качестве обоснования глубины карьера 400 м авторами предложено принять положительные результаты финальных экономических расчетов и учесть, что сокращение объёмов запасов и, соответственно, срока отработки месторождения относительно предложенных в ТЭО кондиций, повлечет за собой недозагрузку, в первую очередь, обогатительных мощностей. При этом произойдет изменение графика работы фабрики, сокращение промышленно-производственного персонала, снижение бюджетных поступлений, рост социальной напряженности в регионе. Трансформации коснутся и транспортного передела, и всех вспомогательных служб предприятия.

Учитывая вышеизложенное, недропользователь, отдавая себе отчет по финансовым рискам, сопровождающим реализацию проекта, счел необходимым и экономически возможным оставить глубину карьера 400 м без изменений.

Принимая во внимание доводы недропользователя, экспертиза согласилась с предложенными параметрами карьера на конец отработки и глубиной 400 м.

Выполненные экономические расчеты показали возможность открытой разработки запасов при минимальной доходности проекта.

Экспертиза отметила достаточно низкие показатели эффективности по рекомендуемому варианту отработки запасов. На данный момент месторождение является низкорентабельным объектом и принято в качестве балансового только при совместной переработке с рудами, перерабатываемыми на действующей фабрике.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы переоценки запасов подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Сургеганского месторождения, расположенного в Тюменской области.

Подземные воды предназначены для поддержания пластового давления в продуктивных нефтяных залежах, приуроченных к нижнемеловым и среднеюрским отложениям. На водозаборе пробурено 7 скважин, из которых 6 рабочих и 1 резервная. В 2021 г. на месторождении запланировано бурение еще одной водозаборной скважины.

Необходимость переоценки запасов обусловлена уточнением проектных показателей разработки нефтяного месторождения, изменением схемы водозабора и потребности в подземных водах.

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что в целом изученность геолого-гидрогеологических условий территории высокая и достаточна для подсчета запасов подземных вод.

Выполненный на Сургеганском месторождении комплекс работ был реализован целенаправленно и позволил получить необходимые данные для подсчета запасов подземных вод.

По химическому составу и физическим свойствам оцениваемые воды близки к водам продуктивных нефтяных пластов. Многолетний опыт эффективного использования подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса для поддержания пластового давления в нефтяных залежах на Сургеганском месторождении и соседних месторождениях подтверждает возможность их использования по целевому назначению.

По результатам экспертизы представленные запасы подземных вод с целью использования их для поддержания пластового давления при разработке одноименного нефтяного месторождения утверждены в цифрах авторского подсчета. По степени изученности они отнесены к категории В, а Сургеганское месторождение – к группе разведанных. **❶**



Л.Г. Колова
Евразийский союз экспертов по
недропользованию
исполнительный директор
I.kolova@eues.ru

ЕСОЭН

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

Обучение в Санкт-Петербурге по программе «Эксперт в сфере недропользования»

23–25 мая 2022 г. в Санкт-Петербурге прошло обучение по программе «Эксперт в сфере недропользования». Наши спикеры рады были вновь встретиться со слушателями курса в очном формате. Это непередаваемый обмен энергетикой и возможность «вживую», а не через монитор своего компьютера пообщаться со спикерами из ФБУ «ГКЗ», СПбГУ и своими коллегами, обсудить проблемы, обменяться опытом.

Удостоверения по программе, разработанной совместно с Санкт-Петербургским государственным университетом, получили 27 слушателей секции УВС и 6 слушателей секции ТПИ.

В общей сложности обучение по программе прошел 761 эксперт ЕСОЭН.

В текущем году запланированы обучения как в очном, так и дистанционном форматах. Место и формат проведения будут учитываться в связи с запросами слушателей/организаций и возможностями спикеров.

Ближайшая группа стартует в июле в Самаре (очный формат обучения). Набор в группу уже открыт.

Успейте присоединиться к числу слушателей в 2022 году!



На фото: Наш Союз пополнился еще 33 квалифицированными экспертами

Новая книга для специалистов газонефтяной геологии

При поддержке Евразийского союза экспертов по недропользованию в 2022 году издана книга кандидата геолого-минералогических наук, профессора, академика РАЕН, Заслуженного геолога РФ Игоря Соломоновича Гутмана «Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов».

Методические рекомендации дают возможность качественно выполнить корреляции разрезов скважин – наиболее трудный этап детального изучения месторождений. Показана центральная роль корреляции при геологическом моделировании месторождений, говорится о границах применимости и ис-

пользовании ее совместно с сейсмическими исследованиями. На примере отечественного комплекса AutoCorr рассмотрены основные этапы автоматической и автоматизированной корреляции, поясняется геолого-геофизический смысл заложенных в них алгоритмов.

Предложен комплекс методических приемов, позволяющих в интерактивном режиме добиваться объективных результатов корреляции путем распознавания образов геофизических кривых в скважинах. На основе схем корреляции и результатов сейсмических исследований даны примеры для распознавания образов геологических моделей сложнопостроенных объектов.

Книга предназначена для специалистов в области газонефтяной геологии, студентов, магистрантов и аспирантов соответствующих специальностей. Приобрести книгу «Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов» можно в офисе Евразийского союза экспертов по недропользованию.



Адрес:

Россия, 119180, Москва, Большая Полянка, 55, стр. 1, помещение 1.

Тел. +7(495) 959 36 27

email: reception_eues@eues.ru



КОГДА ЛИДЕРСТВО – ЭТО ПРИЗВАНИЕ



Кировский филиал АО «Апатит» образован 13 ноября 1929 года на базе уникальных Хибинских месторождений апатит-нефелиновых руд как трест «Апатит». Сегодня это крупнейший в мире производитель высокосортного фосфатного сырья – апатитового концентраты – и единственный в России производитель нефелинового концентрата.

Горно-обогатительный комбинат «Апатит» – стабильное, передовое производство, выступающее гарантом социально-экономического развития Мурманской области. С 2001 года предприятие входит в группу компаний «ФосАгро».

Добыча руды в Кировском филиале АО «Апатит» ведется на трех рудниках. На Кировском и Расвумчорском – подземным способом, на Восточном – открытым.

КИРОВСКИЙ РУДНИК

Кировский рудник ведёт отработку Кукисвумчорского и Юкспорского месторождений. Он входит в пятерку крупнейших подземных рудников мира и является одним из крупнейших в Европе. Годовая производительность рудника составляет 23 млн тонн руды.



Сегодня здесь реализуется инвестиционный проект по отработке запасов горизонта +10 м. В начале 2022 года новый горизонт уже дал первую руду, а в перспективе до 2025 года он позволит увеличить производительность рудника до 25 млн тонн руды в год.

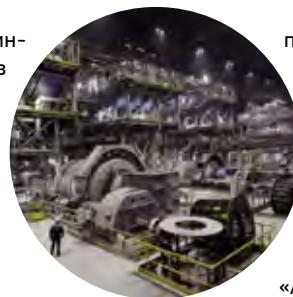
РАСВУМЧОРСКИЙ РУДНИК

Подземный Расвумчорский рудник образован в 1954 году. Он отрабатывает месторождение Апатитовый Цирк и подкарьерную часть месторождения Плато Расвумчорр. Здесь с начала эксплуатации добыто 250 млн. тонн руды. На руднике впервые внедрена поточная технология очистных работ с конвейерной транспортировкой руды с нижних горизонтов. Первая очередь новой системы была пущена несколько лет назад и сегодня успешно эксплуатируется.

Завершено строительство второй и третьей очереди, с которой связано дальнейшее развитие 310-го горизонта.

ВОСТОЧНЫЙ РУДНИК

Самый молодой из рудников Кировского филиала АО «Апатит», основан в 1978 году. Ведет отработку Коашвинского и Ньоркпахского месторождений двумя одноименными карьерами. Отработка запасов ведется



по самым современным технологиям с высокими показателями эффективности добычи и переработки руд, традиционно отличающихся горно-обогатительный комплекс Кировского филиала АО «Апатит».

ОБОГАТИТЕЛЬНОЕ ПРОИЗВОДСТВО

Обогащение руды в Кировском филиале АО «Апатит» ведется на двух апатит-нефелиновых обогатительных фабриках: АНОФ-2 и АНОФ-3.

За весь период работы обогатительными фабриками АО «Апатит» произведено 725 млн. тонн апатитового концентрата и 75 млн. тонн нефелинового концентрата.

Апатитовый концентрат отличается уникальным сочетанием высокого качества и низким содержанием вредных примесей и является лучшим сырьем для производства минеральных удобрений с улучшенными характеристиками.

Контакты ПАО «ФосАгро»:
Адрес: 119333, Москва,
Ленинский проспект, д. 55/1, стр. 1
Телефон: +7 (495) 232-96-89
Факс: +7 (495) 956-19-02
E-mail: info@phosagro.ru



РАЗВИТИЕ
ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ
АКТИВОВ



www.ugmk.com



РЕКЛАМА

4-7 ОКТЯБРЯ 2022 | ОТЕЛЬ «БЕШТАУ» Г. ПЯТИГОРСК

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ - 2022

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ▶ ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ИХ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА;
- ▶ РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ;
- ▶ ГИДРОГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ, УГЛЕВОДОРДНОЕ СЫРЬЕ);
- ▶ ПОДСИСТЕМА «МОНИТОРИНГ ПОДЗЕМНЫХ ВОД» ГОСУДАРСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР;
- ▶ ИТОГИ РАБОТЫ ЦКР РОСНЕДР ПО МПВ И ПС;
- ▶ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ И ЭКСПЕРТИЗА ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ СОСТОЯНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАПАСОВ МИНЕРАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ РЕГИОНА КМВ;
- ▶ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ВОДОДЕФИЦИТНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ КАЧЕСТВЕННОЙ ПЬЕВОЙ ВОДОЙ.

Приглашаем вас принять участие и выступить с докладом на конференции:

Прием тезисов докладов до 23 сентября 2022 года
Корбут Ольга | +7 926 585 58 27 | korbut@gkz-rf.ru

Прием заявок на участие до 30 сентября 2022 года
Хопта Александра | +7 926 121 34 62 | khopta@gkz-rf.ru



компания **РуссНефть**



www.russneft.ru

115054, г. Москва, ул. Пятницкая, 69
тел.: (495) 411-6309

ОБНОВЛЕННОЕ ТОПЛИВО ЭКТО PLUS



+50%

ЗАЩИТА
ДВИГАТЕЛЯ

+11%

ЭКОНОМИЯ
ТОПЛИВА

+13,8%

УВЕЛИЧЕНИЕ
МОЩНОСТИ

БОЛЬШЕ ПЛЮСОВ.
БОЛЬШЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ.

ЭКТО
PLUS

ПО СРАВНЕНИЮ С БЕНЗИНОМ АИ-95-К5 ПРОИЗВОДСТВА ЛУКОЙЛ БЕЗ ПРИСАДКИ.