

№ 1(11) апрель 2023

ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ



АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВС СТР. 50

ФБУ ГКЗ:
ДИНАМИКА ДВИЖЕНИЯ
ЗАПАСОВ

СТР. 164

ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ
ИСКОПАЕМЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ



ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ



УЧРЕДИТЕЛЬ

Евразийский союз экспертов по недропользованию

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

И.В. Шпуро́в, 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

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, генеральный директор АНО «Международный
центр передового опыта»

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

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

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

Geology and subsoil use

Межотраслевой
научно-технический журнал
№ 1 АПРЕЛЬ 2023
Издается с апреля 2021 года

12+

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, ведущий специалист отдела по работе
с территориальными подразделениями 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 15.04.2023

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 300 экз.

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

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

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.



ПРЕЗИДЕНТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

2 апреля 2023 г.

№ Пр-563

Москва, Кремль

Российским геологам и ветеранам отрасли

Дорогие друзья!

Поздравляю вас с Днём геолога.

Вы посвятили себя непростой, но исключительно важной профессии, требующей от человека глубоких и основательных знаний, настойчивости и самоотдачи.

От вашего ответственного подхода к делу во многом зависят укрепление отечественного промышленного и энергетического потенциала, рост экономических показателей, качество жизни людей. И конечно, ваша работа способствует продвижению фундаментальных и прикладных научных исследований, направленных на развитие минерально-сырьевой базы страны, прогнозирование геологических процессов и явлений.

Сегодня перед специалистами отрасли стоят серьёзные, масштабные задачи, главные из которых – реализация проектов по разработке месторождений на территориях Восточной Сибири, Дальнего Востока и континентального шельфа. Обеспечение энергетической и сырьевой независимости России.

Уверен, что вы и впредь будете добросовестно трудиться, широко внедрять в практику современные технологии, в полной мере использовать уникальный опыт предшественников. Добиваться значимых результатов – на благо Отечества.

Желаю вам успехов и воплощения в жизнь намеченных планов.

В.Путин

Тема номера

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВС

№ 1

апрель 2023

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- 8 И.С. Гутман, С.В. Арефьев, В.М. Староверов,
А.Ю. Батурина, А.А. Обольц, А.М. Кривушкина,
М.Ю. Спасенных, Е.В. Козлова, Е.П. Симоненко
Нефтематеринские объекты и уровни их комплексного
изучения при разведке и разработке

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- 24 А.В. Береснев, А.В. Хабаров, А.В. Моисеенков,
Д.В. Павлов, А.А. Попов, О.В. Тимофеева, А.П. Рыков,
Р.Г. Облеков, Т.Н. Гафаров
Мониторинг целостности пластов-флюидоупоров при
разработке шельфовых месторождений

- 36 Т.А. Киреева
Сероводород в пластовых водах нефтегазовых
месторождений: происхождение и влияние на разработку

ГЛОБАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

- 44 Жерси Жоссиаш Виланкуло, В.В. Четверикова
Оценка возможности хранения углекислого газа (CO_2)
в газоконденсатных месторождениях Панди и Темани
(Мозамбик)

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

- 50 И.И. Гарифуллин, А.В. Кузьмичева, Е.В. Погонищева,
Т.В. Иваненко
Актуальные вопросы по совершенствованию
нормативной базы в сфере недропользования
- 58 А.В. Соколов
О целесообразности внесения изменений и дополнений
в формулировки некоторых терминов и понятий
в действующую классификацию запасов
- 64 В.Р. Байрамов, А.А. Антонов, Р.А. Романов
Об условиях эффективной разработки
трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья
- 68 М.Ю. Данько, К.А. Слизков
Воспроизведение динамики пластового давления
методом материального баланса в сланцевых
коллекторах

- 78 А.С. Чинаров, И.А. Романов, В.А. Лушпееев,
К.О. Алексеева, А.Г. Шатровский
Цифровой проектный документ как принципиально
новый интеграционный уровень методологии,
проектирования и экспертизы. От отчета к модели iPTD
- 86 В.В. Трушкин, М.Г. Собослаи, Д.Э. Хагай
Возрастание роли использования метода гидроразведки
залежей в современных условиях
- 100 О.Ю. Динариев, А.Ю. Демьянин, Н.В. Евсеев,
И.А. Варфоломеев, Д.А. Коробков, В.К. Хан,
А.В. Постников, О.В. Постникова, Е.Т. Казимиров
Применение технологии цифрового анализа керна для
определения структурных, литологических
и фильтрационно-емкостных свойств породы
- 120 Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, А.В. Пинчук, Д.С. Волков,
Н.Д. Гачегова, М.А. Творогов
Актуализация геологических запасов газа на основе
создания локальной адаптивной литологической модели
Чаяндинского НГКМ по данным ГИС и сейсморазведки
МОГТ-3Д с использованием нейронных сетей
- 136 В.А. Лушпееев, В.З. Котова, В.М. Теплоухов
Существующие проблемы определения коэффициента
пористости как подсчетного параметра

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

- 140 С.Г. Федоров
О собственнике недр Российской Федерации, и почему
это не государство
- 144 В.В. Трушкин
Солнечная модель состава ядра и нижней мантии Земли

НОВОСТИ

- 164 О.Н. Федосеев
ФБУ «ГКЗ»: динамика движения запасов
- 166 Итоги научно-практической конференции
им. Е.Г. Коваленко
- 168 Л.Г. Колова
Новости ЕСОЭН
- 170 Т.П. Линде
Результаты экспертизы запасов месторождений
полезных ископаемых



ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ ТЕЛЕГРАММА

Прием: *М/рз 123* дата: *12.12.23*
Бланк №: *РК*
Принял: *Л.Н.*

Для личного адресата



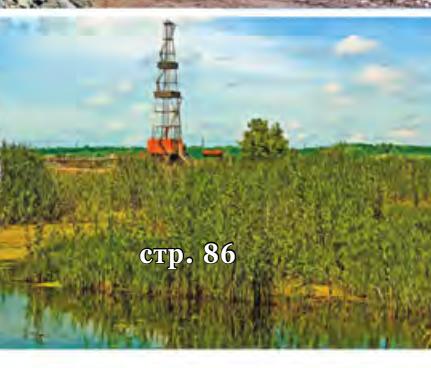
ТЕЛЕГРАММА

А/О 112242B SFEN RU
МОСКВА 112242/2/3 129 31/3 1203=

ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ МОСКВА Б.ПОЛЯНКА 5Ч СТР.1 ГЕНЕРАЛЬНОМУ ДИРЕКТОРУ
ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ" И.В.ШПУРОВУ=

УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ ВСКЛ
ПОЗДРАВЛЯЮ ВАС И ВСЕХ СОТРУДНИКОВ КОМИССИИ С ДНЕМ ГЕОЛОГА ВСКЛ В РУКАХ
ГЕОЛОГОВ БУДУЩЕЕ СТРАНЫ. ВЫ ФОРМИРУЕТЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВУЮ БАЗУ, А
ЗНАЧИТ
ДОХОДЫ В БЮДЖЕТ И РОСТ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭКОНОМИКИ. В ВАШЕЙ ПРОФЕССИИ НЕ
БЫВАЕТ СЛУЧАЙНЫХ ЛЮДЕЙ. ГЕОЛОГ-ЭТО ОБРАЗ ЖИЗНИ, ПРЕДАННОСТЬ ДЕЛУ И
ВЫСОКАЯ
САМООТДАЧА. В ЭТОТ ПРАЗДНИЧНЫЙ ДЕНЬ ВЫРАЖАЮ ОСОБЫЕ СЛОВА ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ
СТАРШЕМУ ПОКОЛЕНИЮ, ВЕТЕРАНАМ. ИМЕННО ВЫ ПОКАЗЫВАЕТЕ МОЛОДОМУ
ПОКОЛЕНИЮ, КАК НУЖНО ТРУДИТЬСЯ НА СОВЕСТЬ. ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО
ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ВНОСИТ БОЛЬШОЙ ВКЛАД В ОБЩЕЕ ДЕЛО. ОТ ТОЧНОЙ
ОЦЕНКИ ПРИРОДНЫХ БОГАТСТВ НАПРЯМую ЗАВИСИТ СТАБИЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ
ГОСУДАРСТВА. ЖЕЛАЮ
КОЛЛЕКТИВУ НОВЫХ УСПЕХОВ И ВСЕГО САМОГО ЛУЧШЕГО ВСКЛ=

С УВАЖЕНИЕМ, МИНИСТР ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ АЛЕКСАНДР КОЗЛОВ-



GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

- 8 *I.S. Gutman, S.V. Arefiev, V.M. Staroverov, A.Yu. Baturin, A.A. Obgolts, A.M. Krivushina, M.Yu. Spasennykh, E.V. Kozlova, E.P. Simonenko*
Oil Source Objects and Levels of their Comprehensive Study During Exploration and Development

GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION

- 24 *A.V. Beresnev, A.V. Khabarov, A.V. Moiseenkov, D.V. Pavlov, A.A. Popov, O.V. Timofeeva, A.P. Rykov, R.G. Oblekov, T.N. Gafarov*
Monitoring the Integrity of Fluid Seals in the Development of Offshore Fields
- 36 *T.A. Kireyeva*
Hydrogen Sulfide in Reservoir Waters of Oil and Gas Fields: Origin and Impact on Development

GLOBAL SUBSOIL USE

- 44 *Jersey Jossias Vilanculo, V.V. Chetverikova*
Assessing the Possibility of Carbon Dioxide (CO₂) Storage in the Pandi and Temani Gas Condensate Fields (Mozambique)

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

- 50 *I.I. Garifullin, A.V. Kuzmicheva, E.V. Pogonishcheva, T.V. Ivanenko*
Topical issues on improving the regulatory framework in the field of subsoil use
- 58 *A.V. Sokolov*
On the Advisability of Introducing Changes and Additions to the Wording of Certain Terms and Concepts in the Current Classification of Reserves
- 64 *V.R. Bayramov, A.A. Antonov, R.A. Romanov*
On the Conditions for the Effective Development of Hard-to-recover Hydrocarbon Reserves
- 68 *M.Yu. Danko, K.A. Slizkov*
Reproduction of Reservoir Pressure Dynamics by the Material Balance Method in Shale Reservoirs

- 78 *A.S. Chinarov, I.A. Romanov, V.A. Lushpeev, K.O. Alekseeva, A.G. Shatrovsky*
Digital Design Document as a Fundamentally New Integration Level of Methodology, Design and Expertise. From Report to iPTD-model

- 86 *V.V. Trushkin, M.G. Soboslai, D.E. Hagai*
The increasing role of the use of the method of hydraulic exploration of deposits in modern conditions

- 100 *O.Yu. Dinariev, A.Yu. Demyanov, N.V. Evseev, I.A. Varfolomeev, D.A. Korobkov, V.K. Khan, A.V. Postnikov, O.V. Postnikova, E.T. Kazimirov*
Implementation of Digital Rock Analysis for Evaluation of Structural, Lithological, Transport and Capacitance Rock Properties

- 120 *E.E. Polyakov, I.V. Churikova, A.V. Pinchuk, D.S. Volkov, N.D. Gachegevova, M.A. Tvorogov*
Updating of Geological Reserves of Gas Based on the Creation of a Local Adaptive Lithological Model of the Chayandinskoye Oil and Gas Condensate Field Based on the data of Well Logging and CDP-3D Seismic Survey Using Neural Networks

- 136 *V.A. Lushpeev, V.Z. Kotova, V.M. Teploukhov*
Existing Problems in Determining the Porosity Coefficient as a Calculation Parameter

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

- 140 *S.G. Fedorov*
About the Owner of the Subsoil of the Russian Federation and why it is not a State
- 144 *V.V. Trushkin*
Solar Model of the Composition of the Earth's Core and Lower Mantle

NEWS

- 164 *O.N. Fedoseev*
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves
- 166 The results of the scientific and practical conference named after E.G. Kovalenko
- 168 *L.G. Kolova*
EUES news
- 170 *T.P. Linde*
The results of the examination of the reserves of mineral deposits



УВАЖАЕМЫЕ ГЕОЛОГИ – РАБОТНИКИ И ВЕТЕРАНЫ ОТРАСЛИ!

От всей души поздравляю вас с профессиональным праздником – Днём геолога.

Ровно 57 лет назад страна на самом высоком уровне оценила выдающиеся заслуги советских геологов в создании и освоении минерально-сырьевой базы, открытии важнейших нефтегазоносных месторождений в районах Западной Сибири, утвердив государственный статус этого праздника.

Геолог – уникальная профессия, сочетающая в себе упорный и порой нелегкий труд в полевых условиях, романтику экспедиций, преданность и любовь к своему делу, наличие знаний и важность накопленного опыта.

Сохраняя преемственность поколений, мы гордимся историей отечественной геологоразведки, ярким вкладом представителей нашей профессии в укреплении энергетического, оборонного и индустриального потенциала России.

Сегодня недропользование является стратегическим фундаментом экономического развития страны, успешного решения социальных задач и повышения качества жизни населения.

Только за 2022 г. в стране открыто 34 месторождения углеводородного сырья, 128 месторождений твердых полезных ископаемых, в том числе крупных по запасам: золотомедное месторождение Лугокан в Забайкальском крае и золоторудное месторождение Восточный Двойной в Амурской области. Обеспечено воспроизводство минерально-сырьевой базы основных видов стратегического минерального сырья – нефти, газа, меди, золота, платиноидов, сурьмы и других.

Современные реалии диктуют нам необходимость внедрения новых подходов, научных методов и инновационных технологий поисков и разведки полезных ископаемых с использованием современных отечественных разработок. Уверен, что общими усилиями и сплоченностью выдающихся умов современности мы сможем преодолеть любые вызовы и приумножить накопленный потенциал отрасли.

Особые слова благодарности выражают ветеранам-геологоразведчикам, заложившим надежный фундамент для развития отечественной геологии и навсегда вошедшим в историю геологического изучения и промышленного освоения страны. Сегодня вы передаете свой неоценимый опыт студентам, молодым специалистам, которым только предстоит продолжить начатое вами дело. Уверен, что современное поколение геологов стремится быть достойным своих предшественников.

Желаю всем труженикам геологической отрасли доброго здоровья, неиссякаемой энергии, упорства и оптимизма, крепости духа, молодости души и радости новых открытий!

Благодарю вас за достойный труд и высокий профессионализм!

Руководитель Федерального агентства по недропользованию

E. Петров



МОСКОВСКИЙ
ИНСТИТУТ
НЕФТЕГАЗОВОГО
БИЗНЕСА



25 ЛЕТ

КЛУБУ
ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ
СКВАЖИН

XII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

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

В рамках Форума
пройдет Круглый стол
о ходе работ по актуализации
РД 153-39.0-109-01

и анализу передовых
технологических кейсов
(Приложения к РД)

25 – 27 апреля 2023 г., Москва

Конференц-центр гостиницы «Золотое кольцо»
Управления делами Президента Российской Федерации

PETROLEUM.RU

Координаторы Форума:

Старобинская Анна,
+7 903 0174134,
hrm@petroleum.ru

Шагиева Дина,
+ 7 915 1094801,
kis@petroleum.ru

РЕКЛАМА

16-17 мая

г. Ростов-на-Дону



НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ
ЗАПАСОВ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ**

31 мая-2 июня

г. Москва



НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ИМ. Н.Н. ЛИСОВСКОГО

**«ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ –
НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ»,
ПОСВЯЩЕННАЯ 60-ЛЕТИЮ ЦКР РОСНЕДР ПО УВС**



И.С. Гутман
канд. геол.-мин. наук
профессор
ООО «ИПНЭ»¹
генеральный директор
mail@ipne.ru



С.В. Арефьев
канд. геол.-мин. наук
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»²
заместитель генерального
директора по разработке
месторождений – главный геолог
svarev@mail.ru



В.М. Староверов
канд. физ.-мат. наук
ООО «ИПНЭ»³
главный специалист
МГУ им. М.В. Ломоносова
механико-математический
факультет
доцент
staroverovvl@yandex.ru



А.Ю. Батурин
канд. техн. наук
ООО «ИПНЭ»⁴
руководитель сектора
baturin@ipne.ru



А.А. Обгольц
ООО «ИПНЭ»⁵
ведущий специалист
appa-obgolts@yandex.ru



А.М. Кривушина
ООО «ИПНЭ»⁶
ведущий инженер
bondina@ipne.ru



М.Ю. Спасенных
канд. хим. наук
Сколковский институт
науки и технологий⁷
директор Центра добычи
УВ



Е.В. Козлова
канд. геол.-мин. наук
Сколковский институт
науки и технологий⁸
Центр добычи УВ
ведущий научный
сотрудник



Е.П. Симоненко
ООО «Помор ГЕРС»⁹
директор
info@romorgers.ru

Нефтематеринские объекты и уровни их комплексного изучения при разведке и разработке

¹Россия, 129366, Москва, ул. Ярославская, 13А.

²Россия, 628486, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская область, Когалым, ул. Прибалтийская 20.

³Россия, 143026, Москва, ул. Нобеля, 3 (территория Инновационного Центра «Сколково»)

⁴Россия, 170000, Тверь, ОПС 100, а/я 1638

На примере баженовской свиты Западной Сибири и объектов других НГП представлены оригинальные методические приемы изучения данных отложений на различных уровнях с целью показать, чем обусловлена трудноизвлекаемость этих отложений. Особое внимание уделено доказательству роли генерационного потенциала нефтематеринских свит при его изучении на разных уровнях на основании комплексных геологических, петрофизических и, особенно, геохимических методов исследований, а также его влиянию на продуктивность и разработку этих отложений. При анализе результатов разработки объектов баженовской свиты, характеризующихся разной катагенетической зрелостью керогена и соответственно, различной между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, показано, как эти различия влияют на показатели разработки в зависимости от роста газового фактора по сравнению с начальным газосодержанием при увеличении вязкости нефти, снижении проницаемости и др. Показано, что в условиях разработки без поддержания пластового давления наиболее эффективным при подсчете остаточных извлекаемых запасов нефти представляется метод кривых падения добычи

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; баженовская свита; Западная Сибирь; доманиковый горизонт; хадумская свита; нефть; ГИС; органическая геохимия; катагенетическая зрелость керогена; пластовое давление; нетрадиционный коллектор, проницаемость; вязкость нефти; коэффициент извлечения нефти

Особенности строения нефтематеринских объектов, какими, наряду с баженовской свитой, являются дондоманиковые отложения Волго-Уральской НГП, хадумские и кумско-кереинские отложения Восточного Предкавказья, требуют, как минимум, трех уровней подхода при их многостадийном изучении в процессе проведения разведочных работ.

На первом, *макроуровне*, выполняется геометризация этих объектов по результатам корреляции разрезов скважин, с которыми увязаны выполненные сейсмические исследования.

На втором, *микроуровне*, выполняется интерпретация данных геофизических исследований скважин с целью выделения коллекторов и обоснования их параметров.

На третьем, *nanoуровне*, важная роль отводится геохимическим исследованиям, на основе которых выявляется катагенетическая зрелость керогена как важнейшего компонента породы, содержащего органическое вещество.

Немаловажный интерес будет представлять определенная связь установленной катагенетической зрелости керогена с величиной начального пластового давления и его разницей

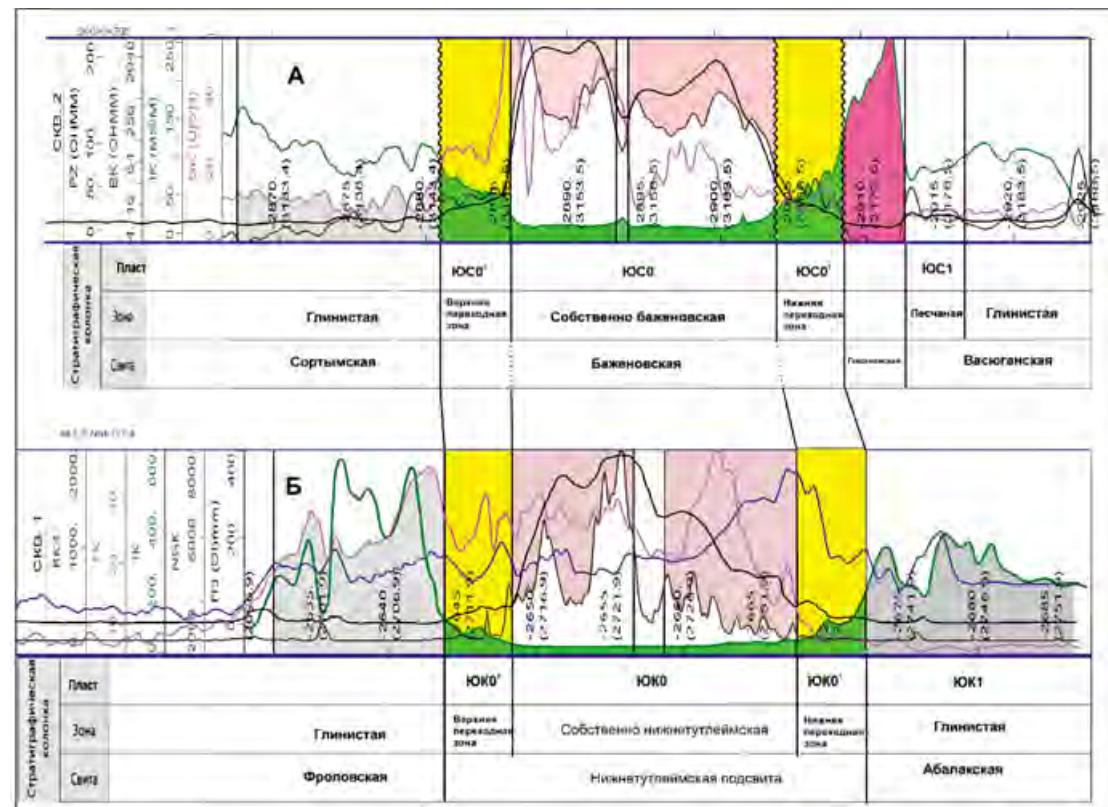
с давлением насыщения, а также особенности разработки нефтематеринских объектов с учетом изменения в ее процессе важнейших геологических параметров, определяющих фактические уровни добычи нефти и газа.

1. Изучение нетрадиционных объектов на макроуровне

Из указанных выше нефтематеринских объектов на сегодняшний день наиболее изученной является баженовская свита Западной Сибири. В соответствии с «Решением 6 Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» (Новосибирск, 2003), в разрезе мезозойского осадочного чехла выделяется баженовский горизонт. В его состав входят нефтепродуктивные баженовская свита и ее возрастные аналоги, в частности, нижнетутлеймская подсвита в западной части НГП (*рис. 1*). Породы этих свит являются единым образованием, но названы по-разному в связи с разным временем их выявления и в разных зонах распространения. Далее в тексте оба объекта будем называть баженовской свитой.

Рис. 1.

Принципиальная схема обоснования границ сортымской, баженовской, георгиевской и васюганской свит на территории Сургутского свода (A) и фроловской, нижнетутлеймской и абалакской свит на территории Красноленинского свода (Б)



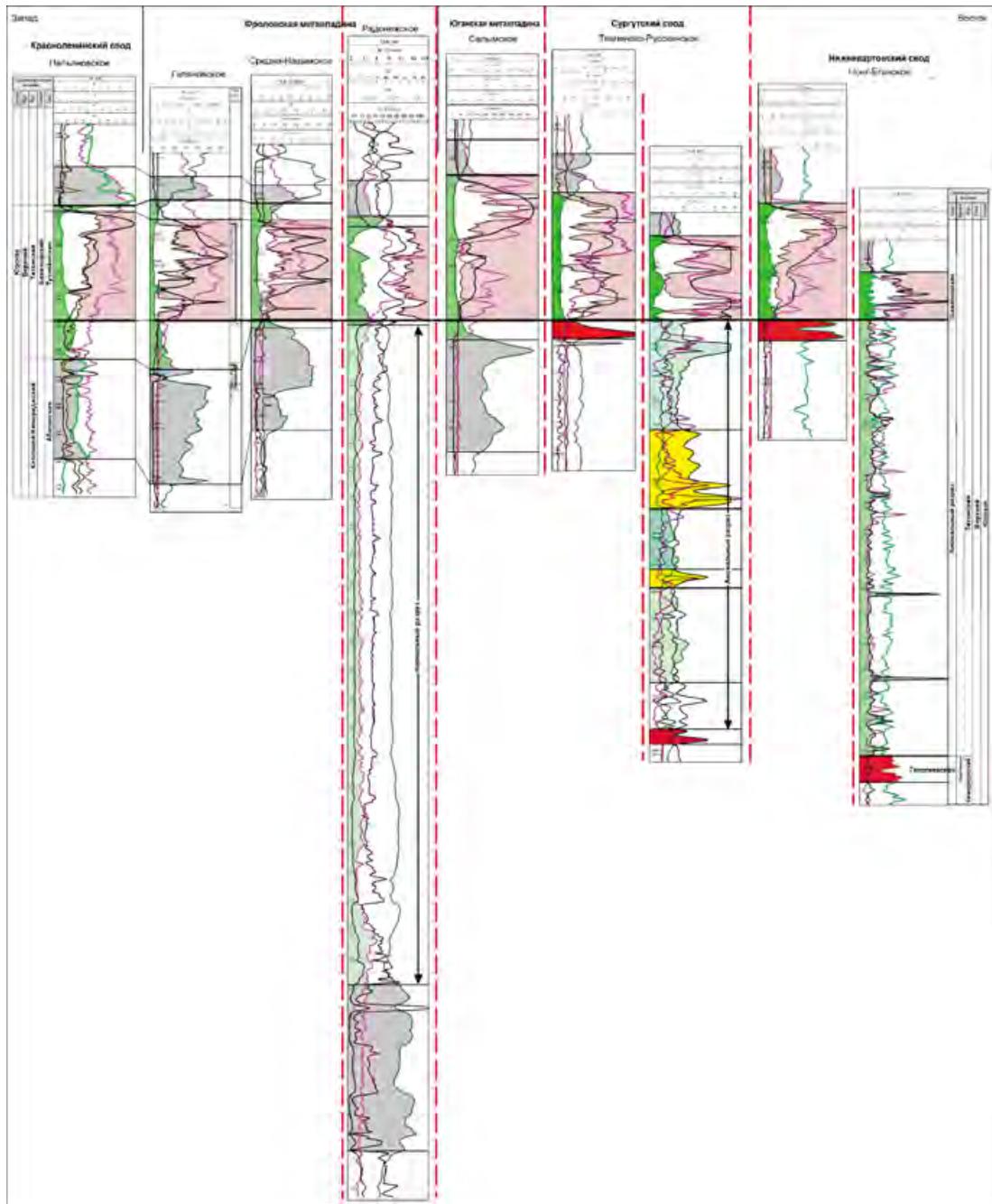


Рис. 2.

Основные подразделения разреза баженовского горизонта на крупнейших тектонических сооружениях Западной Сибири

Породы баженовской свиты содержат органическое вещество – кероген, который является нефтегенерирующими, порообразующими, благодаря чему содержащие его породы характеризуются нефтематеринскими свойствами.

Породы баженовской свиты отличаются высоким содержанием органического вещества, ничтожным количеством связанной воды, очень высокой радиоактивностью, чему соответствуют значения геофизических кривых РZ, ИК и ГК

(рис. 1). Видно, что внутри обеих свит четко выделяется собственно каждая из них, а также нижняя и верхняя переходные зоны. В связи с этим представляется целесообразным вернуться к вопросу фаунистической привязки к выделенным зонам, особенно на границе юры и мела.

Надо подчеркнуть, что аномальные разрезы (АРБ), сложенные песчаниками и алевролитами, не имеют ничего общего с собственно баженовской свитой. АРБ контролируются структурным

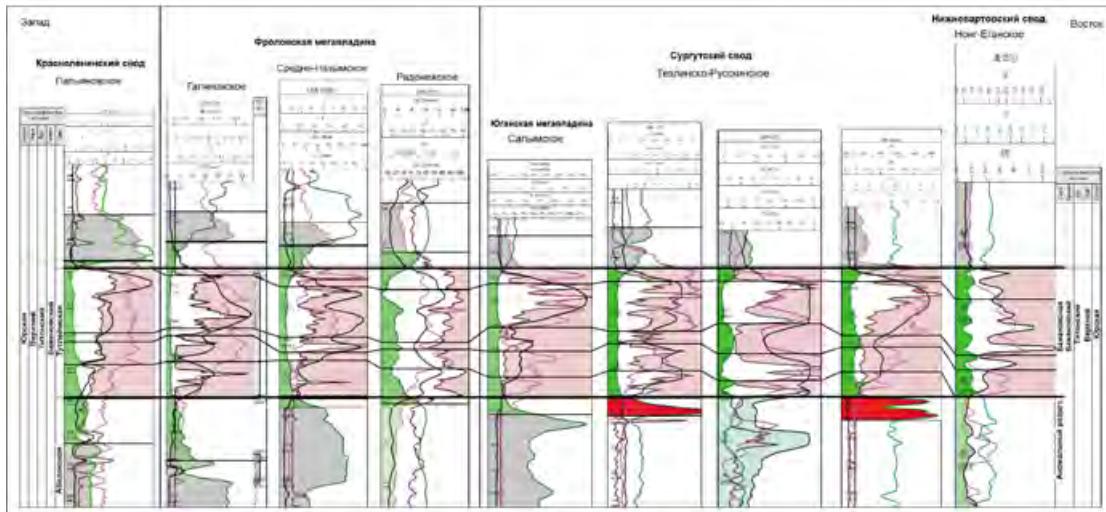


Рис. 3.

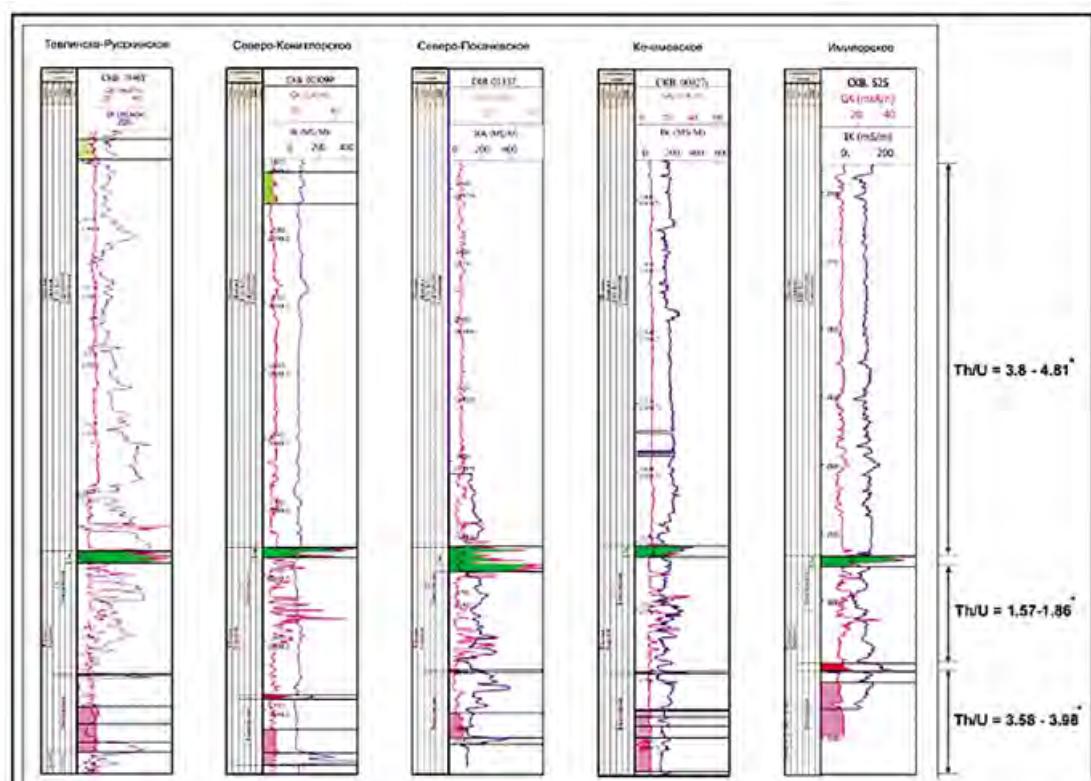
Приведение баженовской (тутлемской) свиты к одной толщине с целью доказательства её разноскоростного формирования во всех исследуемых регионах в один и тот же временной интервал

и литологическим факторами, их породы характеризуются существенно меньшим нефтенасыщением, а также наличием межфлюидных контактов, содержанием традиционных коллекторов – пластов с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, чем у пород баженовской свиты.

В отличие от них коллекторы, выделяемые внутри собственно баженовской свиты в зависимости от стадии зрелости керогена, являются нетрадиционными, обозначаются в отличие от АРБ как ЮО с добавлением между этими символами букв С, Н, К в зависимости от территориальной принадлежности изучаемого объекта,

Рис. 4.

Характеристика по методу ГК и Th/U отношению отложений вассюганской свиты, аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи нижнемеловых отложений на ряде месторождений Западной Сибири



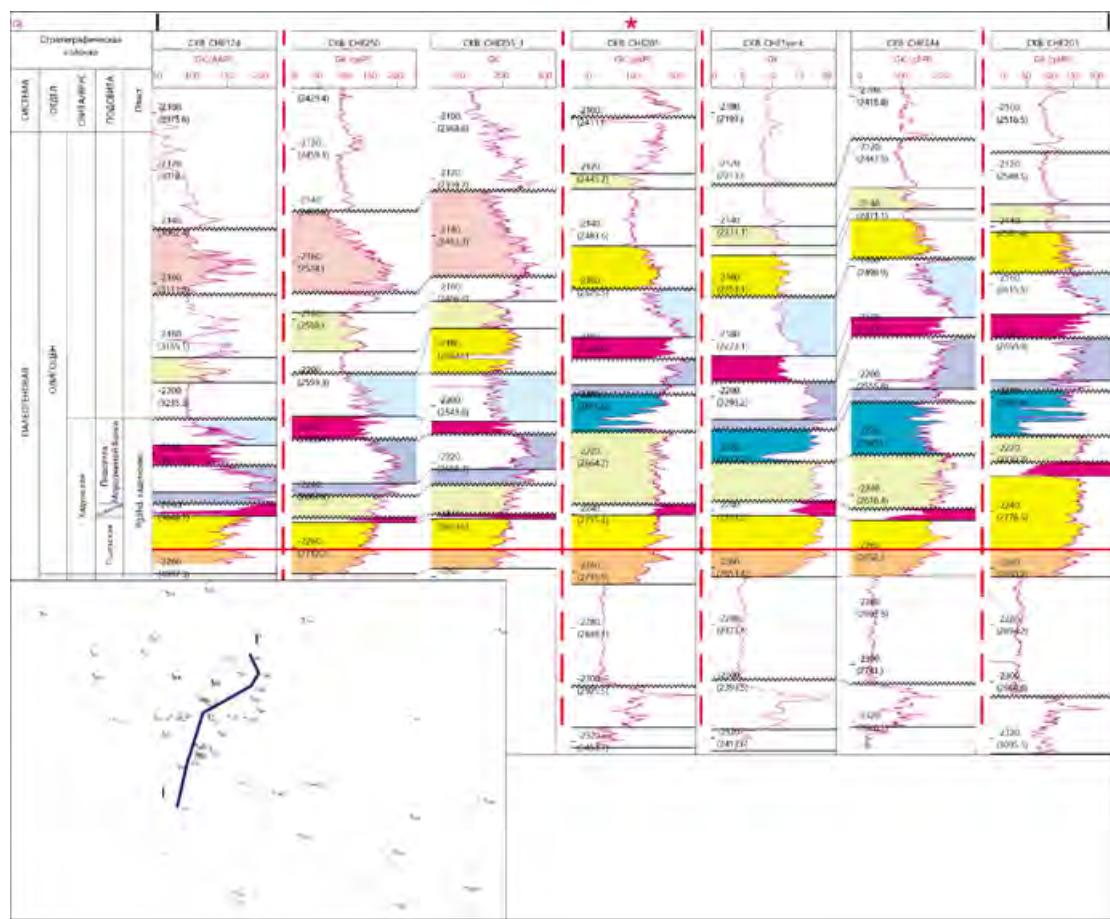


Рис. 5.
Блоковое строение разреза хадумской свиты и вмещающих ее пород на схеме корреляции
в субмеридиональном направлении

соответственно, Сургутскому, Нижне-Вартовскому или Красноленинскому сводам.

На каждом из указанных сводов и мегавпадин (*рис. 2*), разрезы баженовской свиты существенно отличаются по общей толщине. На западе рассматриваемая свита залегает над абалакской, а в центре и на востоке провинции баженовской свите обычно предшествует георгиевская. При наличии аномальных разрезов, обозначаемых как Ю01, их место в разрезе отложений определяется между баженовской и георгиевской свитами на востоке, а также между баженовской и абалакской на западе.

Следует обратить внимание еще на две особенности разрезов, представленных на *рис. 2*.

Во-первых, – резкое изменение общих толщин баженовской свиты и ее аналога на крупных тектонических сооружениях.

Воспользуемся приемом приведения толщин исследуемого интервала к одной толщине [5]. На *рис. 3* нельзя не заметить идентичное строение всех разрезов баженовской свиты на крупных сооружениях Западной Сибири, что свидетельствует об ее формировании с разной

скоростью, но в примерно одинаковых условиях в один и тот же временной интервал.

Во-вторых, – значительно большие общие толщины АРБ в плане их различия с такими уникальным образованием, каким является баженовская свита, содержащая нефтеобразующие породы. Как ни странно, но многие исследователи до сих пор считают, что АРБ обладают теми же качествами, что и собственно баженовская свита. В немалой степени этому способствовали весьма сомнительные представления о формировании аномальных разрезов [6, 7, 8].

На *рис. 4* представлены результаты исследований В.В. Хабарова и Г.С. Кузнецова на одном месторождении, кривые ГИС которого увязаны с результатами корреляции разрезов скважин по ряду других месторождений. Они свидетельствуют об их практически полном сходстве по каждому из учитываемых интервалов разреза и, главное, существенном увеличении радиоактивности в АРБ на всех скважинах по кривым гамма-каротажа (ГК) по сравнению с васюганскими (ниже-) и ачимовскими вышележащими породами. АРБ можно рассматривать как своего рода предвестник ката-



Рис. 6.
Блоковое строение хадумской свиты и вмещающих ее пород на схеме корреляции в субширотном направлении (звездочкой показана скважина на каждой схеме)

строфических явлений, послуживших основой для формирования отложений баженовской свиты, характеризующихся, в первую очередь, аномально высокой радиоактивностью.

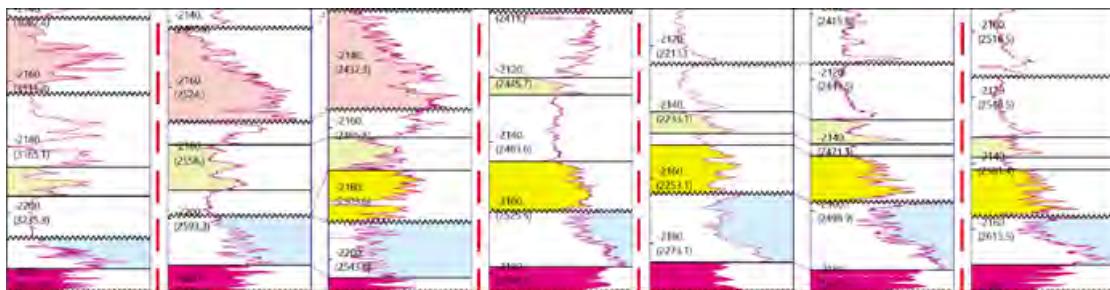
Таким образом, гипотеза образования аномальных разрезов баженовской свиты В.В. Хабарова и Г.С. Кузнецова представляет их «как самостоятельный литофаunalный комплекс с присущими только ему особенностями осадконакопления, заключающимися в резкой смене

условий от глубоководных морских до прибрежно-морских (трансгрессия и регрессия моря)» [12]. С этой точкой зрения нельзя не согласиться.

Важнейшими этапами изучения нефтетеринских объектов на **макроуровне** является корреляция разрезов скважин и увязанные с ее результатами сейсмические исследования. Цель корреляции сводится к обоснованному выделению границ кровли и подошвы нефтетеринских свит, а также прослеживанию внутри них

Рис. 7а.

Участок разреза («голубая» пачка) со схемами корреляции (рис. 5), выбранный для проверки клиноформности его залегания путем приведения разреза пачки к одной толщине



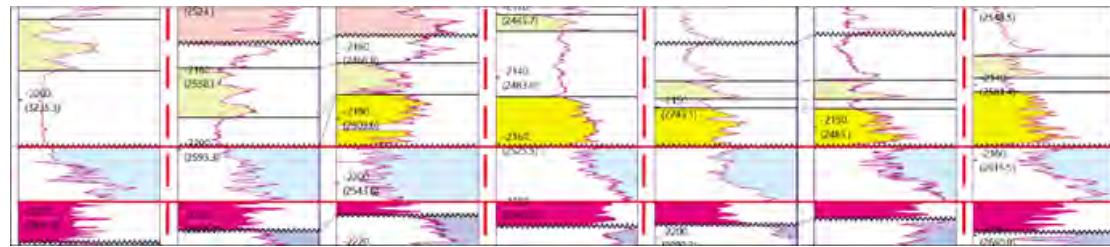


Рис. 76.

Приведение «голубой» пачки к одной толщине, свидетельствующее о ее клиноформном формировании в процессе блокового погружения с разной скоростью в один и тот же временной интервал

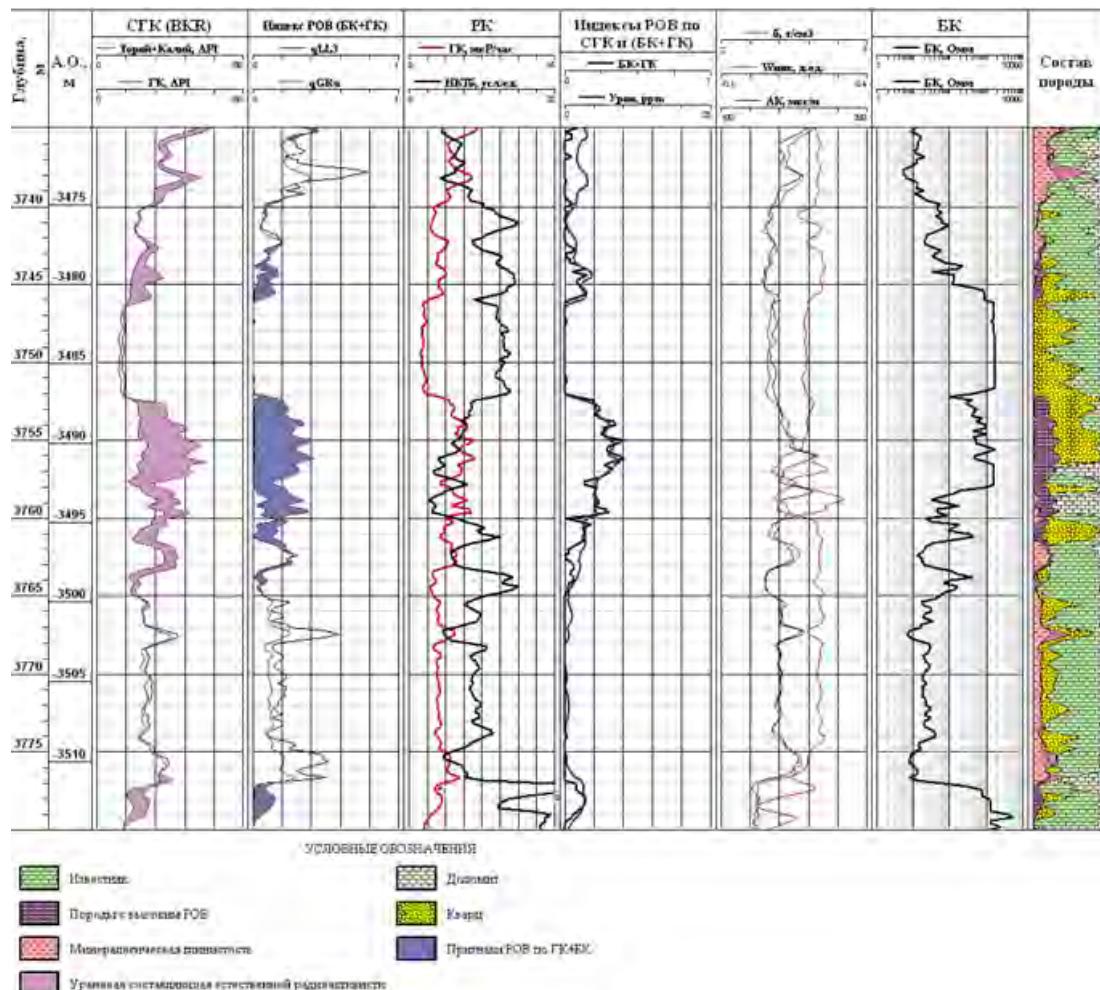
пачек пород с разными параметрами по керну и ГИС. При этом особое внимание должно обращаться на участки с резким изменением толщин не только свиты в целом, но и отдельных подразделений ее разреза, поскольку такие изменения могут быть связаны с конседиментационными и постседиментационными разломами. Первые отражают блоковое строение разреза отложений и выявляются на основе последовательного профилирования результатов корреляции разре-

зов скважин. Сейсмика конседиментационные разломы не видит, тогда как постседиментационные разломы фиксируются однозначно, и все здесь зависит от желания исполнителя с точки зрения регистрации разломной тектоники.

Примеры выделения блоков, ограниченных конседиментационными разломами, можно видеть на **рис. 5 и 6**, где представлены схемы корреляции хадумской нефтематеринской свиты на одном из месторождения Восточного Предкава-

Рис. 8.

Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях доманика (ТПП)



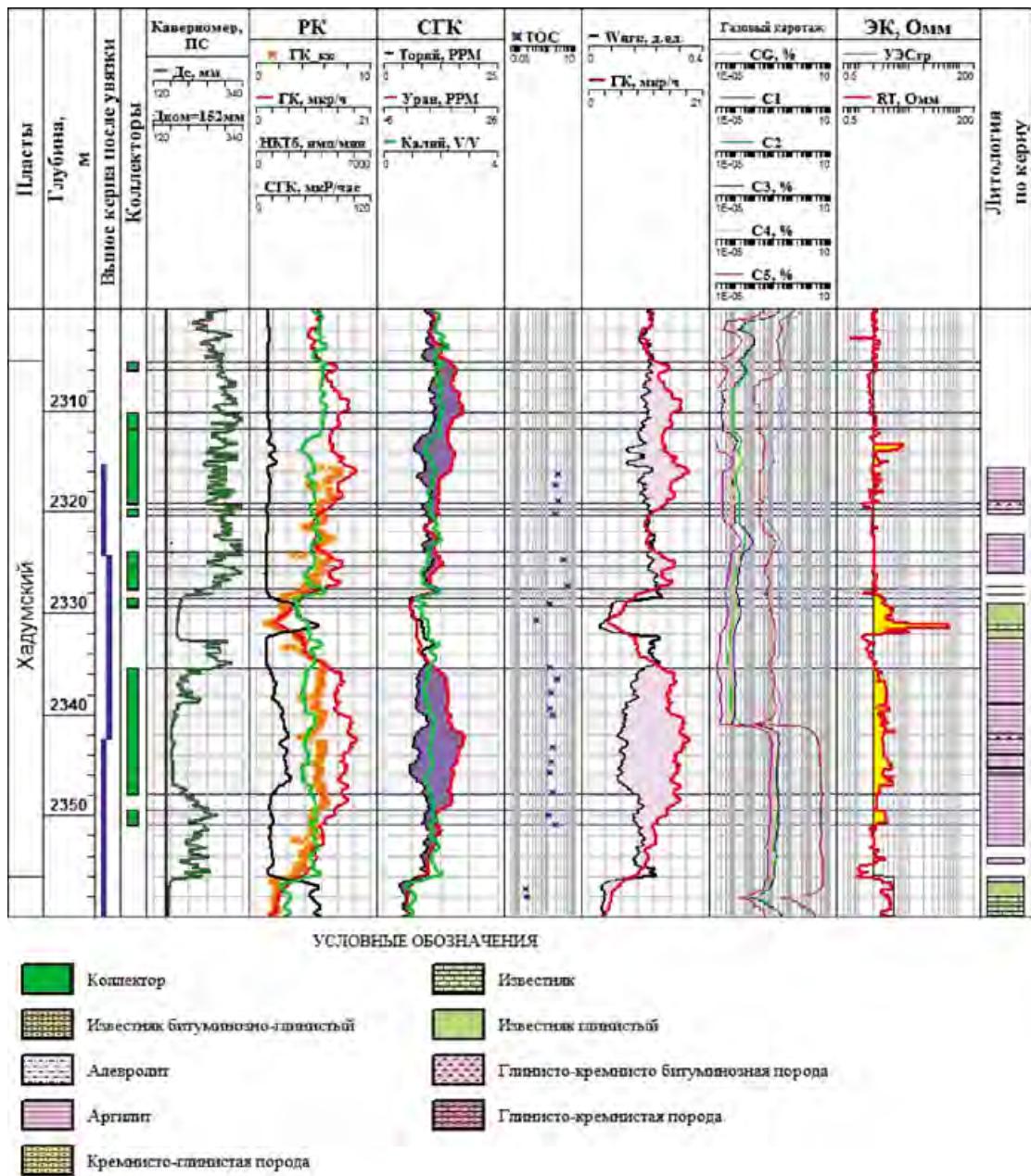


Рис. 9.

Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях хадумской свиты

казья. Общие толщины хадумской свиты в скважинах, расположенных на двух пересекающихся направлениях, изменяются вдвое за счет появления дополнительных пачек пород внутри этой свиты, непосредственно над ней, а также за счет резкого увеличения толщин отдельных пачек в низах хадумской свиты.

Следует обратить внимание и на характер изменения толщин отдельных пачек. Так, на рис. 7а толщина «голубой» пачки из рис. 5 изменяется почти вдвое. Вместе с тем, рисунок кривых ГК дает основание проверить, чем обусловлено изменяющаяся по толщине схожесть

с кривых ГК. На рис. 7б интервал «голубой» пачки приведен к одной толщине. Практически абсолютное сходство всех кривых в скважинах является свидетельством того, что формирование «голубой» пачки происходило клиноформно с разной скоростью в один и тот же временной интервал.

2. Изучение нетрадиционных объектов на микроуровне

При геофизических исследованиях скважин, как правило, нефтематеринские породы не имеют чёткого разделения на интервалы с нефтью

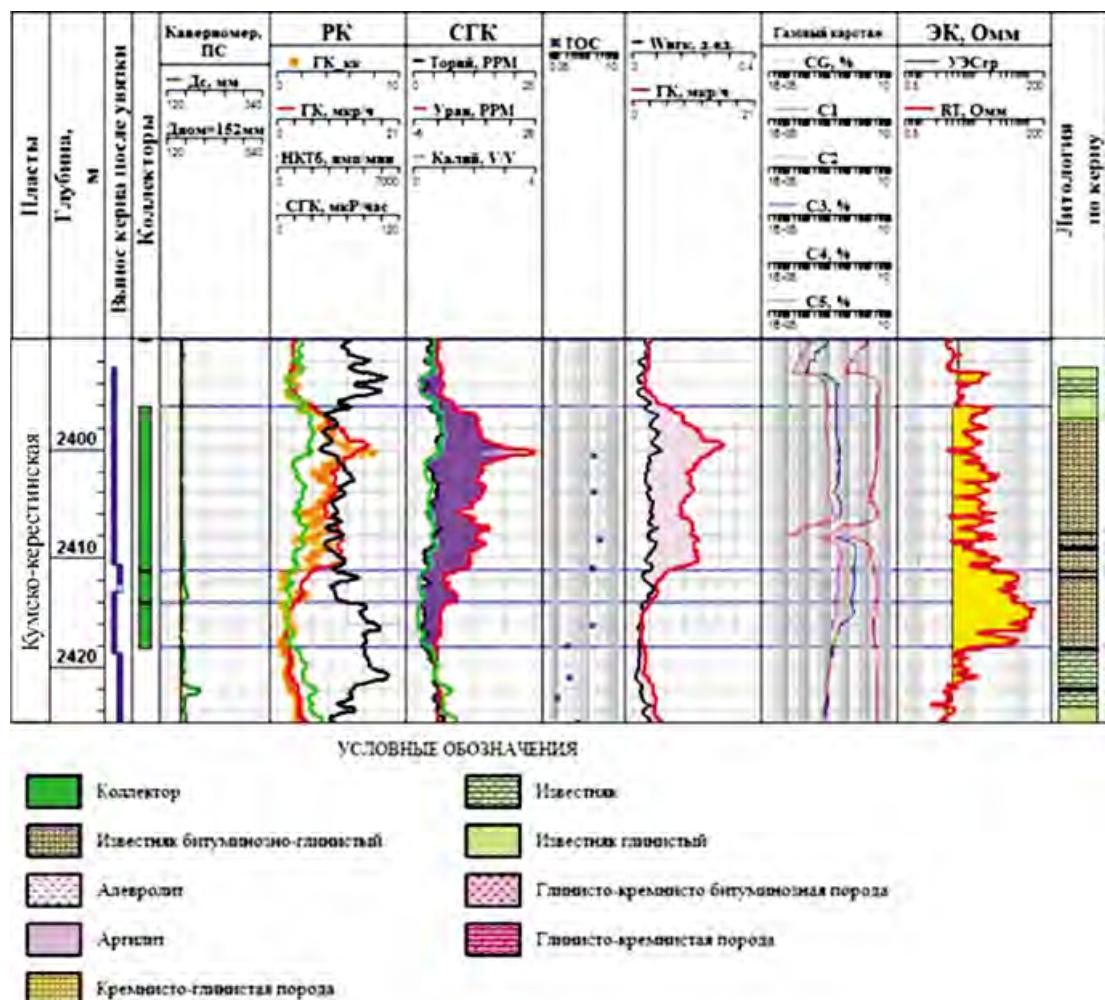


Рис. 10.

Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях кумско-керестинской свиты

или без нее, а выделяются как слои, имеющие ряд особенностей. Хороший результат даёт нормализация, т.е. сравнение с некоторыми стандартными условиями, которые определяются адресно для каждого объекта с возможным выделением коллекторов I и II типов (рис. 8).

В этом смысле это роднит с баженовскими нефтематеринскими породами доманикового типа Урало-Поволжья.

Иная ситуация характерна для хадумитов, кумско-керестинских нефтематеринских отложений Восточного Предкавказья. Данные отложения в целом отличаются относительно низкими УЭС, а участками УЭС падает до уровня стандартных глин (рис. 9, 10), т.е. не все породы, имеющие признаки нефтематеринских, генерируют на данном этапе УВ.

Что касается баженовской свиты, то она представляет собой нефтяную систему сравнительно небольшой толщины (25–40 м), где присутствуют и сосуществуют все ее компонен-

ты – очень богатые органическим веществом (ОВ) нефтематеринские отложения, внутренние пласти-коллекторы и непроницаемые покрышки. Взаимосвязь компонентов этой нефтяной системы до сих пор является предметом детального лабораторного изучения и моделирования процессов нефтегенерации.

В баженовской свите реализованы генерация и консервация новообразованных углеводородов из нефтематеринских отложений, содержащих значительное количество органического вещества (выше кларковых значений). Здесь присутствуют отложения, обогащенные ОВ, с нефтегенерирующим керогеном, тонкодисперсный глинистый и кремнистый материал, который обладает очень низкими фильтрационно-емкостными характеристиками.

Самая большая проблема состоит в отсутствии хорошо проницаемых прослоев, в которых, собственно, и должна накапливаться нефть, или углеводородные соединения нефтяного ря-

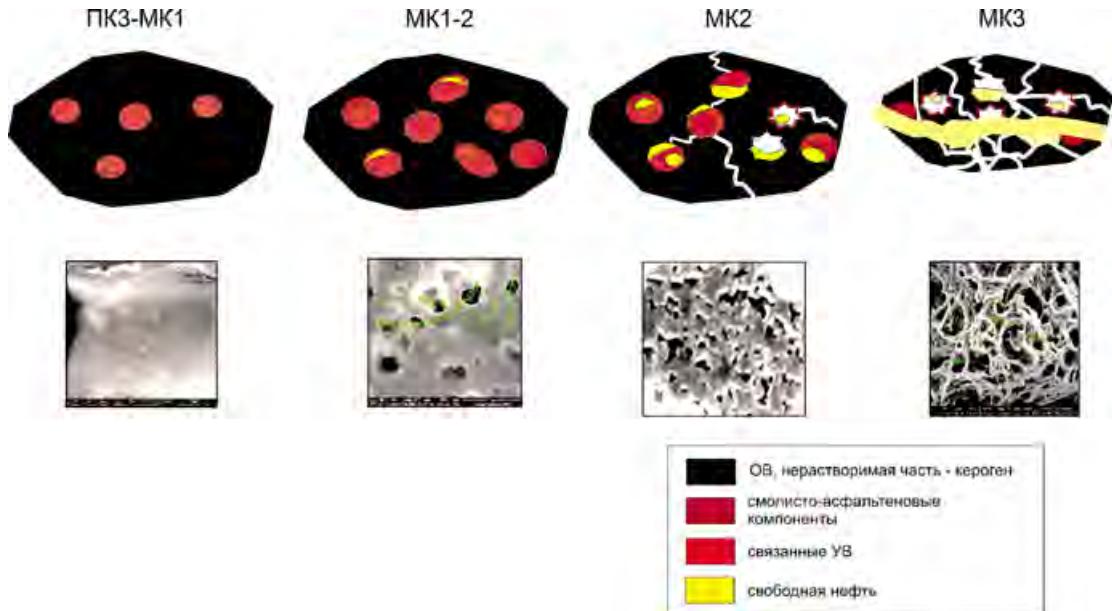


Рис. 11.

Модель формирования керогеновой пористости, связанной и свободной нефти на разных стадиях катагенеза в органическом веществе баженовской свиты (фотографии по данным просвечивающей электронной микроскопии, Васильев и др., 2015 [3])

да, образованные *in situ*, путем трансформации из геологического полимера – керогена. В качестве коллекторов в отложениях баженовской свиты выступают хрупкие карбонатные пласти, вторично измененные радиоляритовые прослои [11], непосредственно керогеносодержащие интервалы на высокой стадии зрелости ОВ, способствующей созданию керогеновой пористости [3, 4].

Для баженовской свиты принципиальным является детальное изучение литологического состава и выявление сути важнейшего компонента породы – органического вещества. Отложения баженовской свиты представлены керо-

ген-глинисто-кремнистыми, кероген-карбонатно-глинисто-кремнистыми, карбонатно-кремнистыми породами с переменным содержанием компонентов, реже – чисто кремнистыми и карбонатными разностями. Сопоставление данных ГИС и описания керна позволяет выделить литологические пачки внутри собственно баженовской свиты и провести их детальное изучение [1, 10, 11]. В результате на микроуровне внутри интервала темноцветной баженовской свиты выделяются наиболее проницаемые участки, обусловленные процессами выщелачивания карбонатов, растворения скелетов радиолярий, доломитообразованием с образованием вторичного порового пространства, которые, при разработке оказываются естественными или технически приобщаемыми коллекторами.

Осознание строения баженовской свиты на микроуровне позволяет определиться с наиболее керогенонасыщенными (нефтематеринскими) породами и потенциально коллекторскими интервалами, обозначаемых как пласти 1 и 2 типов.

3. Изучение нетрадиционных объектов наnanoуровне

Существенные различия в строении баженовской свиты в целом и свойствах проявляются при изучении на nanoуровне одного из породообразующих компонентов – органического вещества. Именно с этого уровня следует начинать осмыс-

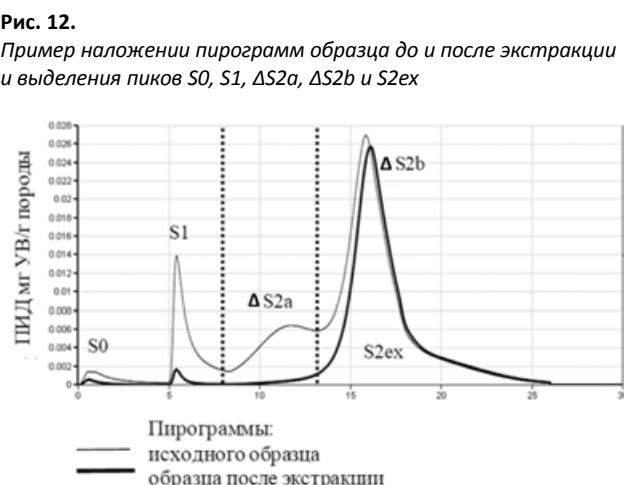


Рис. 12.

Пример наложении пиrogramм образца до и после экстракции и выделения пиков S_0 , S_1 , ΔS_{2a} , ΔS_{2b} и S_{2ex}

ление углеводородного потенциала органической части баженовской свиты.

В процессе созревания керогена меняется его структура, в связи с чем меняются и его физические и химические свойства [3, 4].

На рис. 11 представлена модель превращения твердого исходного органического вещества – керогена в углеводороды и свободную нефть (для керогенонасыщенных отложений).

На ранних этапах генерации плотная матрица керогенонасыщенной породы и собственно кероген с высокой сорбционной способностью не дают возможности новообразованным углеводородам перемещаться. Последние располагаются в изолированных пустотах и порах, образованных за счет разрушения керогена – в пространстве «керогеновой пористости», что фиксируется при съемке в растровом электронном микроскопе. По мере катагенетического созревания происходит новообразование углеводородов из основной массы керогена за счет термических и термокаталитических процессов. Геополимерные соединения начинают разрушаться с образованием крупных молекул (асфальтенов и смол), при химическом распаде которых и образуются газы и нефтяные углеводороды («легкая нефть»). При дальнейшем разрушении крупных блоков и молекул керогена пор становятся все больше, и они начинают соединяться. При уменьшении количества керогена уменьшается и его сорбционная способность. Капли микронефти, заполняющей поровое пространство в керогене, сливаются между собой, и на поздних этапах главной зоны нефтеобразования получают возможность перемещаться по трещинам и каналам, образованным при уменьшении объема керогена вследствие его распада.

Основополагающим методом для изучения состава и свойств органического вещества керогенонасыщенных отложений баженовской свиты является пиролитический метод. Пиролиз Рок-Эвал позволяет определить нефтегенерационные и коллекторские свойства пород, что дает большой эффект в комплексе с литологическими, петрофизическими, геофизическими и другими данными.

Интерпретация пиролитических исследований керогенонасыщенных отложений отличается от стандартного изучения нефтематеринских свит, т.к. в керогенонасыщенных отложениях с ультранизкими фильтрационно-емкостными свойствами соединены свойства генерации и аккумуляции углеводородов. Для разделения этих характеристик нами была предложена методика двойного пиролиза, объединяющая пиролиз до экстракции, экстракцию органическими растворителями и пиролиз той же по-

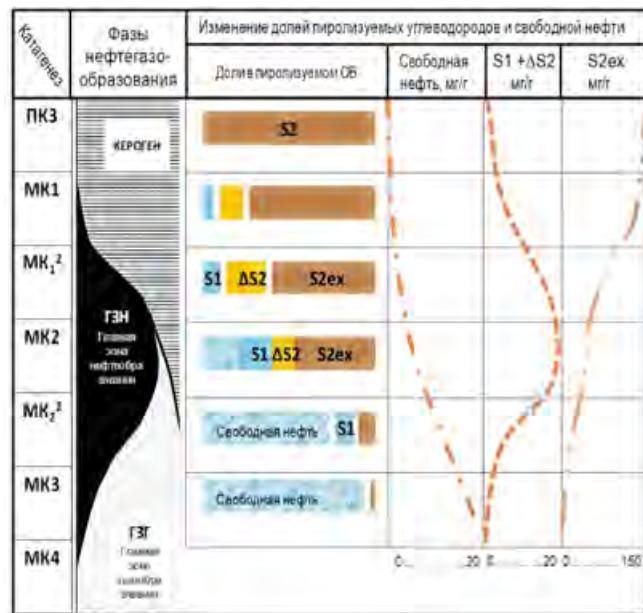


Рис. 13.
Изменение долей пиролизуемых углеводородов на разных стадиях катагенеза

роды после дебитуминизации (рис. 12). В пике S2 при стандартном анализе, определяющем продукты термического разложения керогена, в керогенонасыщенных отложениях выделяются не только УВ-продукты крекинга керогена, но и высокотемпературные смолисто-асфальтеновые агрегаты, которые могут блокировать легкие нефтяные углеводороды [2]. Дебитуминизация породы позволяет удалить растворимую часть органического вещества и более корректно оценить не только его качество, но и степень катагенетической зрелости керогена.

На схеме изменения долей пиролизуемых углеводородов и свободной нефти по результатам многолетних пиролитических исследований показано соотношение пиролитических параметров S1, ΔS2, S2ex по мере созревания органического вещества (рис.13). Следует обратить внимание, что при достижении стадии МК2 (пика нефтегенерации) большая часть свободной нефти в керогенонасыщенных формациях мигрирует в коллектор со вторичной, новообразованной керогеновой пористостью и только часть ее фиксируется при пиролитических исследованиях. Остальное же уходит из породы при подъеме керна из-за аномально высоких пластовых давлений и не показывается при лабораторных измерениях.

Свободная нефть из зрелого ОВ начинает скапливаться в потенциальных коллекторах (обладающих вторичной или керогеновой пористостью) и может быть подсчитана объемным

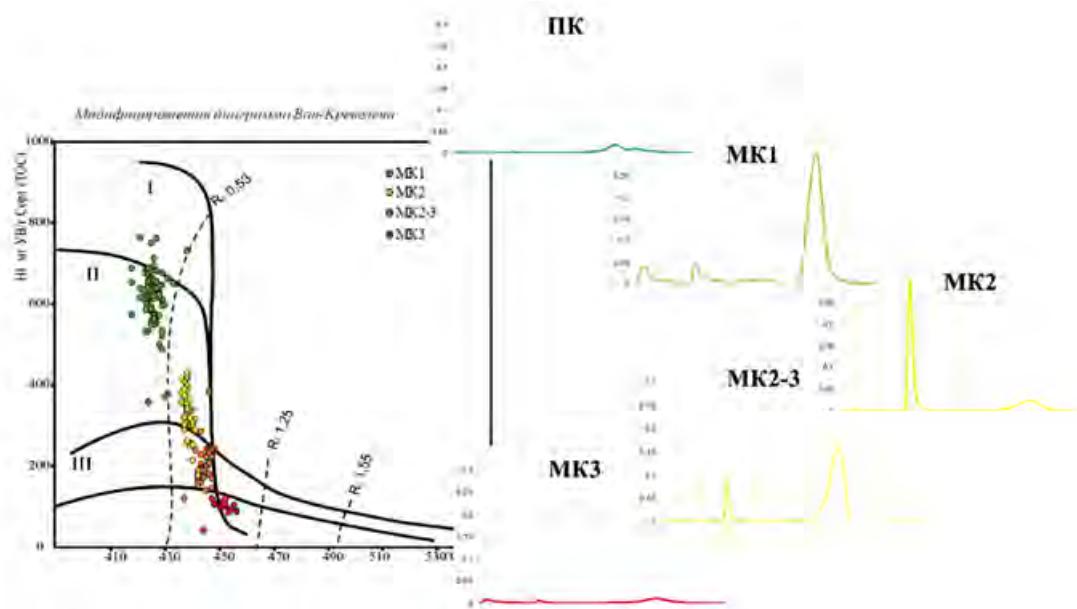


Рис. 14.

Характеристика баженовской свиты разных скважин из центральных частей Западно-Сибирской НГП с разной степенью катагенетической преобразованности органического вещества пород

методом в выделенных толщинах вновь образованных коллекторов (рис. 13).

О разной степени преобразованности нефтематеринской баженовской свиты можно судить по модифицированной диаграмме Ван Кревелена, которая свидетельствует о генерационном потенциале свиты (рис. 14).

При комплексном использовании пиролитических параметров и соотношения углеводородных групп продуктов степень катагенетической преобразованности органической части матрицы отложений баженовской свиты, изучаемой на наноуровне, будет указывать:

- на начало и развитие пор в органической части матрицы;
- на начало генерации УВ;
- на количество новообразованных углеводородов, адсорбированных на нерастворимом ОВ (керогене);
- и, самое важное, – на присутствие в породе свободной нефти.

Достоверные количественные и качественные характеристики ОВ баженовской свиты являются основой для локального и регионального прогноза нефтегазоносности и повышения эффективности геологоразведочных работ на территории Западно-Сибирской НГП.

Для сравнения покажем на рис. 15 слева такие же диаграммы, демонстрирующие высокий генерационный потенциал хадумской и кумской свит, а также низкий генерационный потенциал черкесской свиты Восточного Предкавказья.

4. Представления о показателях разработки нефтематеринского объекта в районе скважины в зависимости от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения

Особенностью целого ряда нефтематеринских объектов (баженовской свиты) является аномально высокое давление в пласте. В связи с этим эффективность разработки без поддержания пластового давления из-за сложных геологических условий зависит от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, когда разработка при забойном давлении выше давления насыщения может осуществляться на упругом режиме. При небольшой разнице между начальным пластовым давлением и давлением насыщения время действия упругого режима сокращается, поскольку разработчики вынуждены снижать забойное давление ниже давления насыщения. В результате начинает выделяться растворенный газ, что ведет к росту газового фактора по сравнению с начальным газосодержанием. Выделение растворенного газа из нефти обусловливает повышение ее вязкости, а также выпадение из раствора смол и асфальтенов, которые, снижают проницаемость каналов миграции. Проницаемость коллекторов снижается в связи с расширением скелета породы за счет каналов фильтрации (рис. 13).

Таким образом, повышение вязкости нефти, снижение проницаемости каналов, а также

НАУКИ О ЗЕМЛЕ
СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

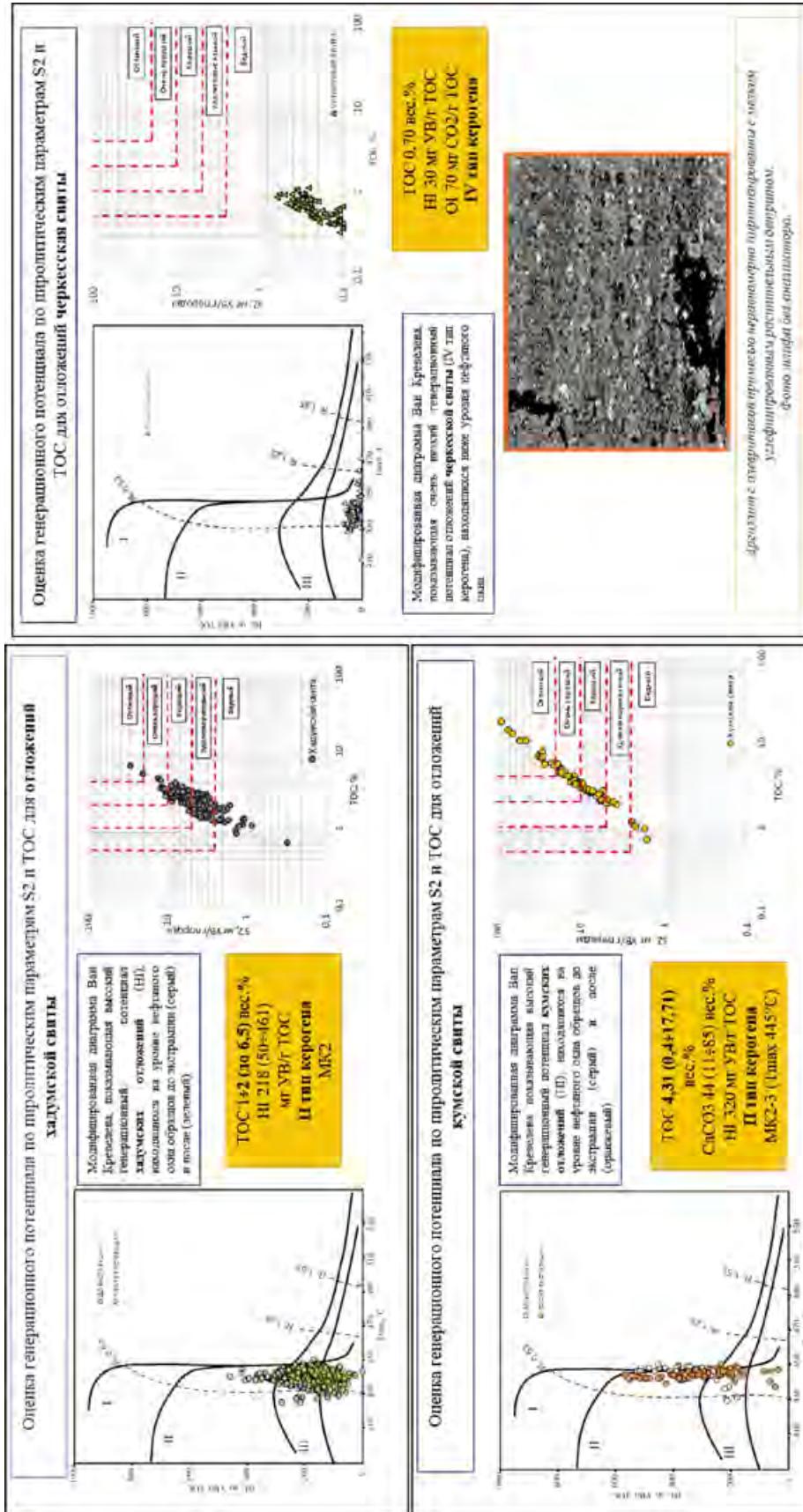


Рис. 15.
Характеристика различных свит Восточно-Предкавказья в качестве сравнения с характеристиками баженовской нефтематеринской свиты Западно-Сибирской НГП

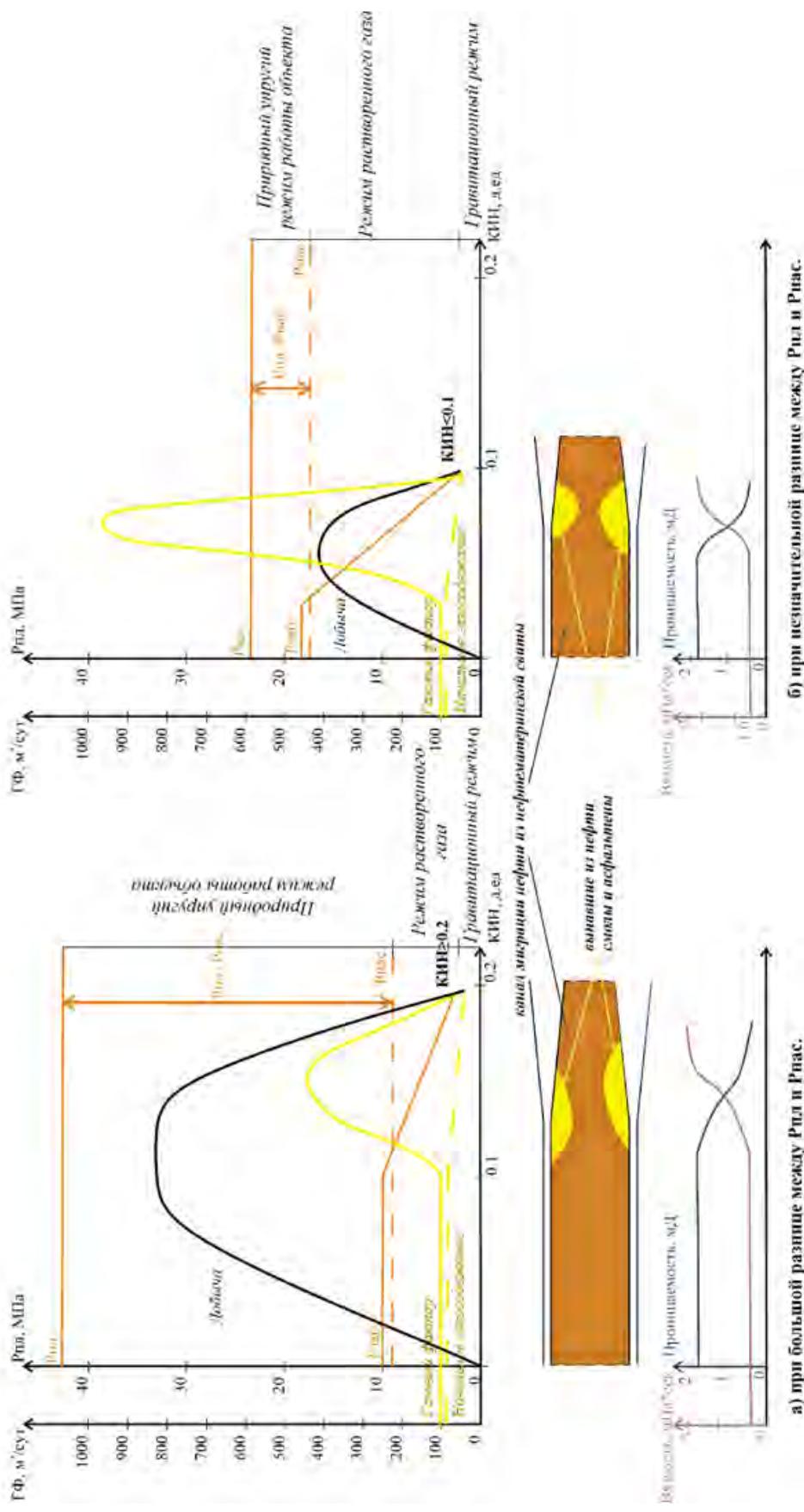


Рис. 16.
Представления о показателях разработки нефтегазоматеринского обекта в районе скважины в зависимости от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения

стремление высвобождающегося растворенного газа попасть в скважину раньше нефти, приводит к проявлению менее эффективного режима растворенного газа. Когда практически весь газ из объекта исчезает, режим растворенного газа сменяется гравитационным.

Из сказанного следует, что при подсчете остаточных извлекаемых запасов нефти наиболее эффективным является почти забытый метод кривых падения добычи.

• Эти процессы, происходившие не везде одновременно и не повсеместно, определили особенности изменения величин начальных пластовых давлений на отдельных участках в за-

висимости от катагенетической зрелости керогена.

• Последнее надо рассматривать как своего рода «мостик» от изучения нефтематеринских объектов на наноуровне к анализу их разработки.

• Исследования показали, что более высокой стадии зрелости керогена соответствуют более высокие значения начальных пластовых давлений и наоборот.

• Разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения на каждом объекте определяет эффективность будущей разработки. ◊

Литература

1. Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлейской подсвиты Фроловской НГО в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 27–33.
2. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2013. № 10. С. 418–425.
3. Васильев А.Л., Спасенных М.Ю., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пичкур Е.Б., Пресняков М.Ю., Михуткин А.А., Богданович Н.Н. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 28–31.
4. Васильев А.Л., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Спасенных М.Ю., Пресняков М.Ю., Пичкур, Е.Б., Михуткин, А.А., Иванова, А.Г., Уваров, О.В., Богданович, Н.Н., Плешаков А.М. Исследование микроструктуры нефтеносных пород баженовской свиты методами электронной и ионной микроскопии. 2015. EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Oil.
5. Гутман И.С. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов. М.: ЕСОЭН. 2022. 336 с.
6. Гришкевич В.Ф., Лагутина С.В., Панина Е.В., Долматова С.С., Лаптей А.Г., Торопов Э.С., Стариков В.С., Хорошев Н.Г., Блинкова А.В. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 3. С. 33.
7. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения // Известия вузов. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 40.
8. Нежданов А.А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. 1985. Вып. 6. С. 27–35.
9. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под редакцией профессора И.С. Гутмана. М.: Недра. 2013. 112 с.
10. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2013. № 2. С. 38–46.
11. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 2.
12. Хабаров В.В., Кузнецова Г.С. Аномальные разрезы баженовской свиты Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2001. № 4. С. 4–12.

UDC 553.98;553.04

I.S. Gutman, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), General Director, LLC “IPNE”¹, Professor of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting², mail@ipne.ru

S.V. Arefiev, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Deputy General Director – Chief Geologist “LUKOIL-Western Siberia”², svarev@mail.ru

V.M. Staroverov, Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Chief Specialist of OOO IPNE¹, Associate Professor of the Faculty of Mechanics and Mathematics of Lomonosov Moscow State University, staroverovvl@yandex.ru

A.Yu. Baturin, Cand. Sc. (Technology), Head of Sector of OOO “IPNE”¹

A.A. Obgolts, Lead Engineer, LLC “IPNE”¹, anna-obgolts@yandex.ru

A.M. Krivushina, Leading Engineer, LLC IPNE¹, bondina@ipne.ru

M.Yu. Spasennykh, Cand. Sc. (Chemistry), Director of Hydrocarbon Production Center of Skolkovo Institute of Science and Technology³

E.V. Kozlova, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher of Skolkovo Institute of Science and Technology³

E.P. Simonenko, Director of Pomor GERS LLC⁴, info@pomorgers.ru

¹13a Yaroslavskaya str., Moscow, 129366, Russia.

²20 Pribaltiyskaya str., Kogalym, Tyumen Region, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra, 628486, Russia.

³Building 3, Nobel str., Moscow, 143026, Russia.

⁴PO Box 1638, OPS 100, Tver, 170000, Russia.

Oil Source Objects and Levels of their Comprehensive Study During Exploration and Development

Abstract. On the example of the Bazhenov formation of Western Siberia and objects of other oil and gas fields, original methodological methods for studying these deposits at various levels are presented in order to show what causes the hard-to-recovery of these deposits. Particular attention is paid to the proof of the role of the generation potential of oil source suites in its study at different levels based on complex geological, petrophysical and, especially, geochemical research methods, as well as its impact on the productivity and development of these deposits. When analyzing the results of the development of Bazhenov formation objects, characterized by different catagenetic maturity of kerogen and, accordingly, the difference between the initial reservoir pressure and saturation pressure, it is shown how these differences affect the development performance depending on the growth of the gas factor compared to the initial gas content with an increase in oil viscosity, permeability reduction, etc. It is shown that in the conditions of development without reservoir pressure maintenance, the method of production decline curves seems to be the most effective in calculating the remaining recoverable oil reserves.

Keywords: hard-to-recover reserves; Bazhenov suite; Western Siberia; domanic horizon; Khadum Formation; oil; GIS; organic geochemistry; catagenetic maturity of kerogen; reservoir pressure; unconventional reservoir, permeability; oil viscosity; oil recovery factor.

References

1. Alekseev A.D., Nemova V.D., Koloskov V.N., Gavrilov S.S. *Litologicheskie osobennosti stroenii nizhnetuleimskoi podsvity Frolovskoi NGO v sviazi s osobennostiami ee neftenosnosti* [Lithological features of the structure of the Nizhnetuleimskaya subformation of the Frolovskaya OGO in connection with the peculiarities of its oil-bearing capacity]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2009, no. 2, pp. 27–33.
2. Batalin O.Iu., Vafina N.G. *Formy zakhvata svobodnykh uglevodorodov kerogenom* [Forms of capture of free hydrocarbons by kerogen]. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovanii* [International Journal of Applied and Fundamental Research], 2013, no. 10, pp. 418–425.
3. Vasil'ev A.L., Spasennykh M.Iu., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pichkur E.B., Presniakov M.Iu., Mikhutkin A.A., Bogdanovich N.N. *Issledovaniia morfologii pustotnogo prostranstva kerogena bazhenovskoi svity* [Studies of the morphology of the void space of kerogen of the Bazhenov formation]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2015, no. 10, pp. 28–31.
4. Vasil'ev A.L., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Spasennykh M.Iu., Presniakov M.Iu., Pichkur, E.B., Mikhutkin, A.A., Ivanova, A.G., Uvarov, O.V., Bogdanovich, N.N., Pleshakov A.M. *Issledovanie mikrostruktury neftenosnykh porod bazhenovskoi svity metodami elektronnoi i ionnoi mikroskopii* [Study of the microstructure of oil-bearing rocks of the Bazhenov formation by electron and ion microscopy. 2015. EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Oil]. 2015. EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Oil.
5. Gutman I.S. *Korrelatsiya razrezov skvazhin slozhnopostroennykh neftegazonosnykh ob'ektorov i geologicheskaiia interpretatsiia ee rezul'tatov* [Correlation of well sections of complex oil and gas objects and geological interpretation of its results]. Moscow, ESOEN Publ., 2022, 336 p.
6. Grishkevich V.F., Lagutina S.V., Panina E.V., Dolmatova S.S., Laptei A.G., Toropov E.S., Starikov V.S., Khoroshev N.G., Blinkova A.V. *Geomekhanicheskaiia model' formirovaniia anomal'nykh razrezov bazhenovskoi svity: fizicheskoe modelirovaniie i prakticheskoe primenenie* [Geomechanical model of the formation of anomalous sections of the Bazhenov formation: physical modeling and practical application]. *Geologija, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2017, no. 3, pp. 33.
7. Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Khafizov F.Z. *Anomal'nye razrezy bazhenovskoi svity: vzgliad cherez polveka posle obnaruzheniiia* [Anomalous sections of the Bazhenov formation: a view half a century after discovery]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz* [News of universities. Oil and gas], 2017, no. 6, p. 40.
8. Nezhdanov A.A. *Zony anomal'nykh razrezov bazhenovskogo gorizonta Zapadnoi Sibiri* [Zones of anomalous sections of the Bazhenov horizon of Western Siberia]. *Trudy ZapSibNIGNI* [Proceedings of ZapSibNIGNI], 1985, issue 6. pp. 27–35.
9. *Metodicheskie rekomendatsii k korrelatsii razrezov skvazhin* [Guidelines for the correlation of well sections]. Edited by prof. I.S. Gutman. Moscow, Nedra Publ., 2013, 112 p.
10. Nemova V.D., Astashkin D.A., Gavrilov S.S. *Metodicheskie narabotki v oblasti kompleksnykh litologo-petrofizicheskikh issledovanii kerna otlozhenii bazhenovskoi svity* [Methodological developments in the field of integrated lithological and petrophysical studies of core deposits of the Bazhenov formation]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2013, no. 2, pp. 38–46.
11. Nemova V.D. *Uslovija formirovaniia kollektorov v otlozheniakh bazhenovskogo gorizonta v raione sochleneniia Krasnoleninskogo svoda i Frolovskoi megavpadiny* [Conditions for the formation of reservoirs in the deposits of the Bazhenov horizon in the area of the junction of the Krasnoleninsky arch and the Frolovskaya megadepression]. *Neftegazovaia geologija. Teoriia i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice.], 2012, vol. 7, no. 2.
12. Khabarov V.V., Kuznetsov G.S. *Anomal'nye razrezy bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Anomalous sections of the Bazhenov Formation of Western Siberia]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz* [News of universities. Oil and gas], 2001, no. 4, pp. 4–12.



А.В. Береснев
ООО «Сахалинская Энергия»¹
руководитель направления,
главный эксперт по
петрофизике



А.В. Хабаров
кандидат технических наук
ООО «Сахалинская Энергия»¹
начальник управления научно-
технического развития
и технических данных



А.В. Моисеенков
ООО «Сахалинская Энергия»¹
руководитель направления,
главный эксперт по технологии
добычи нефти и газа



Д.В. Павлов
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
руководитель направления,
главный эксперт по
разработке
месторождений



А.А. Попов
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
руководитель
направления, главный
эксперт по геологии



О.В. Тимофеева
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
руководитель
направления, главный
эксперт по геофизике



А.П. Рыков
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
ведущий геофизик



Р.Г. Обликов
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
заместитель технического
директора – начальник
департамента геологии
и разработки
месторождений



Т.Н. Гафаров
ООО «Сахалинская
Энергия»¹
технический директор

Мониторинг целостности пластов-флюидоупоров при разработке шельфовых месторождений

¹Россия, 693020, Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, 35.

В ООО «Сахалинская Энергия» разработана и реализована методика мониторинга целостности пластов-флюидоупоров, представляющая собой комплексную программу внутристкважинных и площадных исследований и наблюдений. Всесторонний анализ показывает, что на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения признаки нарушения целостности основного пласта-флюидоупора отсутствуют. Работы по мониторингу целостности флюидоупоров будут продолжены с учетом данных дальнейших промыслового-геологических и геофизических исследований, 4D-сейсмомониторинга, 4D DAS ВСП исследований и результатов моделирования роста трещин в адаптированном симуляторе авто-ГРП

Ключевые слова: шельф; флюидоупоры; авто-ГРП; термометрия, шумометрия; 4D-сейсмомониторинг

Mониторинг целостности пластов-флюидоупоров (пластов-покрышек) является одним из важнейших условий для обеспечения безопасного освоения шельфовых месторождений и исключения рисков нанесения ущерба крайне чувствительной экологии прибрежно-морской зоны. ООО «Сахалинская Энергия» (далее – Общество) разрабатывает Пильтун-Астохское месторождение с применением системы поддержания пластового давления посредством закачки воды в нагнетательные скважины. Для обеспечения должной приемистости скважин и компенсации отборов углеводородов закачка осуществляется с давлением, обеспечивающим образование трещин авто-ГРП (гидроразрыв пластов), но не превышая предел прочности пластов-флюидоупоров. В качестве дополнительной меры контроля их состояния и обеспечения закачки в целевые интервалы Обществом разработана и реализована программа комплексного мониторинга недр, которая включает в себя следующие элементы:

- постоянный контроль давлений закачки и приемистости скважин;

- использование скважинных оптоволоконных систем, работающих в режиме распределенной термометрии (*DTS*), для мониторинга роста трещин авто-ГРП;

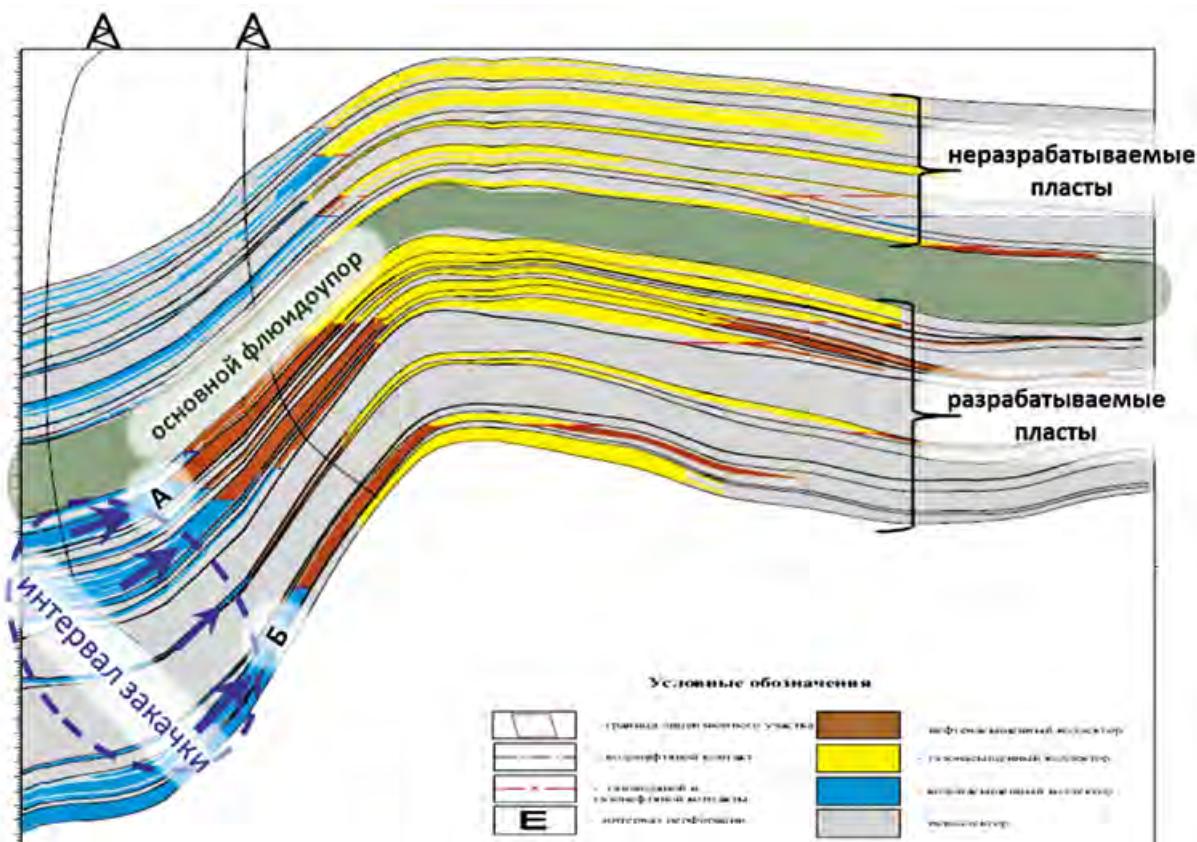
- проведение высокотехнологичных каротажных исследований (включая метод спектральной шумометрии);

- 4D-сейсмомониторинг для контроля за состоянием межскважинного пространства и вышележащих горизонтов.

Общие сведения об объекте изучения

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе острова Сахалин на расстоянии 15–20 км от береговой линии. Нефтегазоносность месторождения приурочена к 46 залежам в 19 пластах. Залежи преимущественно двухфазные (с нефтяными оторочками и газовыми шапками). Продуктивный интервал представлен терригенными отложениями нижненутовского подгоризонта верхнего миоценца. Промышленная добыча Пильтун-Астохского месторождения на Астохском участке началась 5 июля 1999 г., на Пильтунском участке – 23 декабря 2008 г.

Рис. 1.
Геологический разрез Пильтунского участка



В данной статье решение задач по обеспечению целевой закачки и целостности пластов-флюидоупоров рассматривается на примере Пильтунского участка.

Основные разрабатываемые пластины на Пильтунском участке гидродинамически не соединяются и представлены песчаниками с широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств, разделенными друг от друга глинистыми перемычками (*рис. 1*). Всего на участке восемь нагнетательных скважин. Основные объемы закачки приурочены к высокопроницаемым пластам А и Б.

Геологический разрез над зоной разработки характеризуется чередованием латерально выдержаных глинистых пластов-флюидоупоров и песчано-алевритовых пластов-коллекторов. За основной пласт-флюидоупор принят глинистая пачка средней мощностью 110 м. Средние толщины вторичных пластов-покрышек варьируют от 15 до 45 м. Основной и вторичные флюидоупоры имеют региональное распространение.

Основной пласт-флюидоупор разделяется по вертикали на две части (*рис. 2*).

1. Верхняя часть – однородный глинистый интервал мощностью 30 м. Самые высокие по разрезу показания ГК служат индикатором повышенного содержания глинистых минералов. Поэтому этот интервал обладает наилучшими прочностными характеристиками для сдерживания роста трещин авто-ГРП и является главным флюидоупором на Пильтунском участке.

2. Нижняя часть – неоднородный глинисто-песчаный интервал мощностью 80 м. Песчаные пропластки толщиной до 5 м не выдержаны по латерали.

Между пластом А (самый верхний из разрабатываемых) и основным флюидоупором имеются две алеврито-глинистые перемычки (между пластами А и Х и внутри пласта Х), которые не рассматриваются в качестве флюидоупоров из-за малой мощности и ограниченной выдержанности по площади (*рис. 2*).

Прочностные свойства пласта-флюидоупора и лимиты закачки

Задачу обеспечения целостности пластов-флюидоупоров можно разделить на две основные составляющие: обоснование безопасных технологических режимов нагнетательных скважин и комплексный мониторинг за состоянием пластов-покрышек. Для оценки технологических режимов проводится комплексный геомеханический анализ с оценкой прочностных свойств пластов-флюидоупоров, исходя из самых консервативных оценок предела прочности, соответствующих величине минимального горизон-



Рис. 2.
Геологическая характеристика основного пласта-флюидоупора

тального напряжения в точках пересечений с нагнетательными скважинами (σ_{\min}).

Отметим, что σ_{\min} соответствует давлению открытия уже потенциально существующей трещины и принимается в качестве лимита с целью учесть самый консервативный вариант существования природных трещин, активных разломов и прочих нарушений целостности флюидоупоров, чего по результатам комплексного геолого-геофизического анализа в зоне закачки не наблюдается. При этом давление гидроразрыва ненарушенной покрышки составляет существенно большую величину.

Кроме оценки прочностных свойств пластов-покрышек выполняется оценка давления в трещине посредством анализа мгновенных давлений при закрытии трещин (*ISIP*) и потеря давлений на трение внутри скважины и призабойной зоне, определяемых как разница показаний устьевого и внутристекловинных манометров, приведенных к одной глубине с учетом гидростатики.

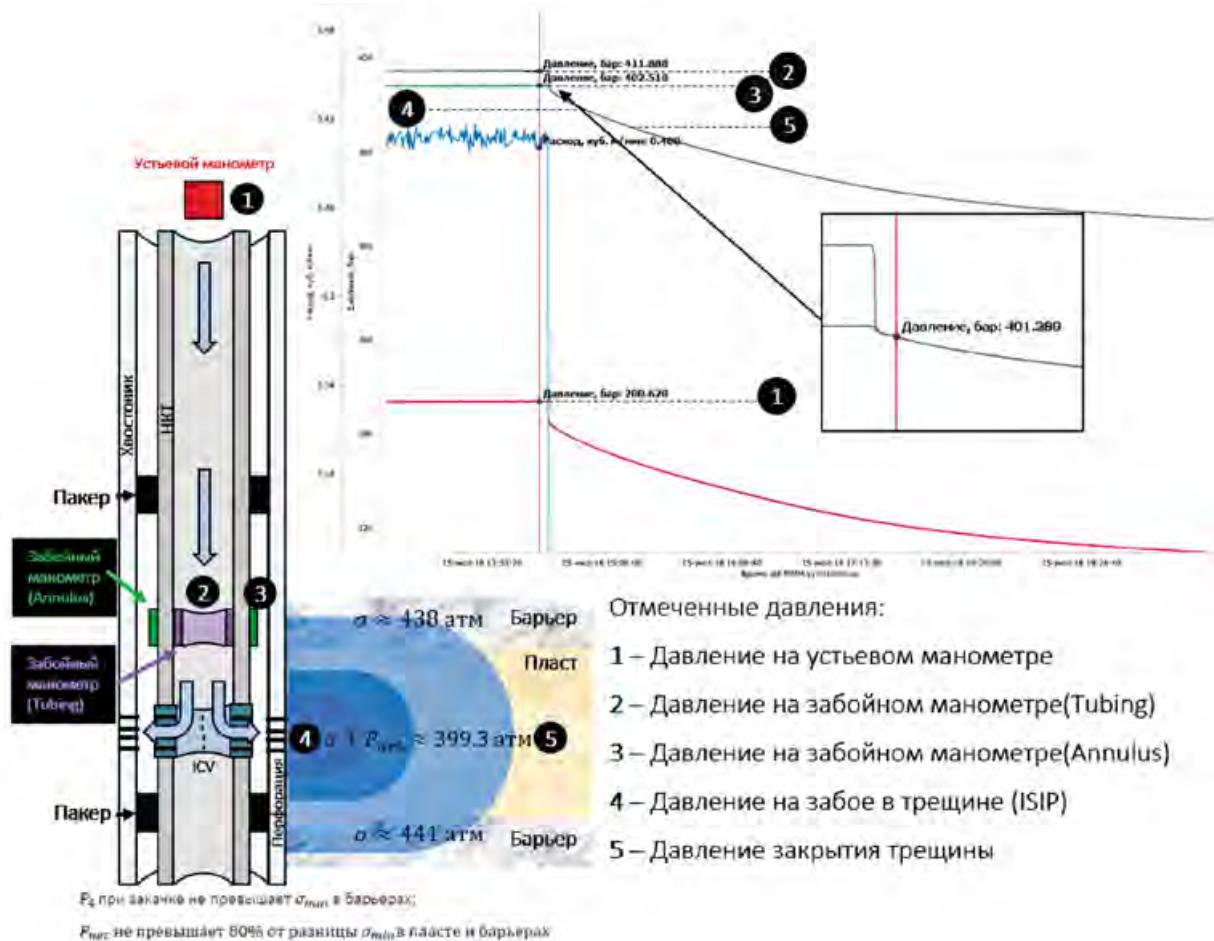


Рис. 3.

Анализ соответствия режимов закачки и прочностных свойств пластов-флюидоупоров

На рис. 3 приведен пример оценки соответствия консервативного предела прочности вмещающих глинистых пластов-покрышек и оценки истинного давления в трещине по данным ISIP-тестов и с учетом потерь на трение.

Контроль параметров закачки

Следующим элементом комплексной системы по обеспечению целостности пластов-покрышек является постоянный анализ давлений закачки и оценка приемистости скважин. Для этого используются графики Холла, представляющие собой зависимости накопленного давления нагнетания (в бар·час) от накопленного объема закачанной жидкости (в м³), предназначенные для диагностики режимов нагнетания. На графиках могут быть выделены следующие участки:

- прямая восходящая линия означает стабильную закачку в режиме авто-ГРП без изменений;
- изменение наклона линии свидетельствует о смене режима нагнетания или объемов закачки;

– восходящий тренд графика (загиб вверх) при неизменном расходе говорит о снижении закачки, что может быть свидетельством перехода на нагнетание в матрицу и/или загрязнения призабойной зоны;

– выполнование графика Холла (загиб вниз) при неизменном или сниженном расходе свидетельствует о возможном прорыве трещины в вышележащие пласти.

На рис. 4 представлены примеры графиков Холла для нагнетательных скважин Пильтунского участка. Как видно из приведенных данных, участков выполнования на графиках не наблюдается, что свидетельствует об отсутствии прорыва трещин в вышележащие горизонты.

Система оптоволоконного температурного контроля

Представленный ранее подход по мониторингу давлений и объемов закачки является важным базисным элементом общей программы мониторинга. В дополнение к этому и для усиления системы контроля Общество разработало и успеш-

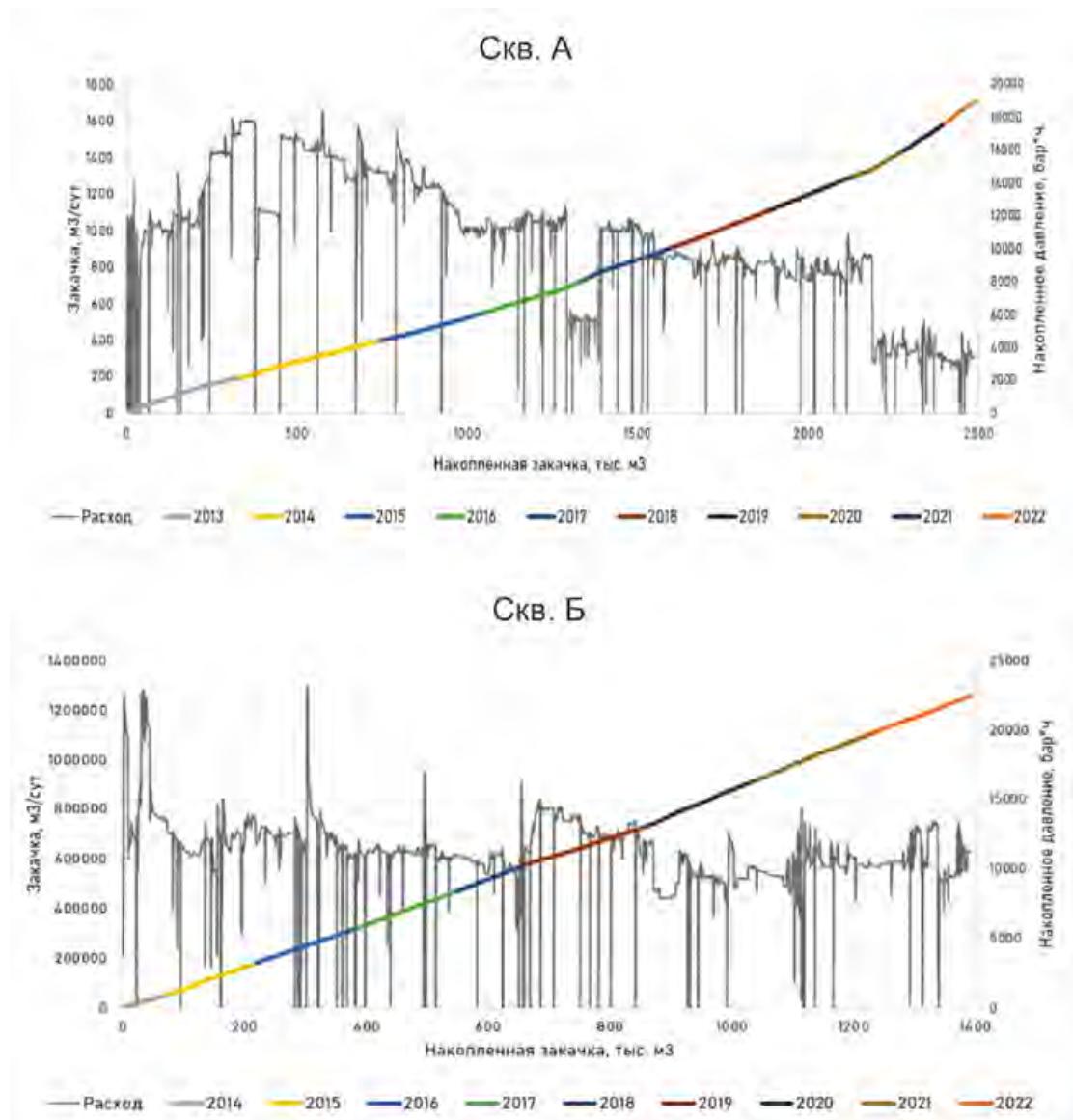


Рис. 4.

Примеры графиков Холла для нагнетательных скважин Пильтунского участка

но применяет программу по комплексному геофизическому мониторингу поведения трещин авто-ГРП и состояния пластов-флюидоупоров.

Так, в четырех (из восьми) нагнетательных скважинах на Пильтунском участке установлены оптоволоконные системы, которые работают в режиме распределенной термометрии (*DTS – distributed temperature sensing*). Они позволяют регистрировать профиль температуры по всей длине скважины в непрерывном режиме. На *рис. 5* представлен планшет с данными распределенной термометрии для нагнетательной скважины. Классическим способом интерпретации данных распределенной термометрии является сравнение профилей температуры при остановке скважины, когда напротив интервала

закачки образуется аномалия низких температур, т.к. температура закачиваемой воды (10–15 °C) значительно ниже пластовой (80–90 °C). Сравнивая высоту распространения аномалий, зарегистрированных в разное время, можно наблюдать рост трещины [1, 3].

Высота трещины по данным *DTS* показана на *рис. 5* пунктирными линиями. Как видно из приведенных данных, высота трещины не меняется с годами. Наблюдаемое «размытие границ» можно объяснить все более глубоким охлаждением вышележащих пород за счет их теплопроводности при непрерывности закачки. Также необходимо отметить, что на данных *DTS* не наблюдается никаких температурных аномалий в вышележащих пластах-коллекторах, что

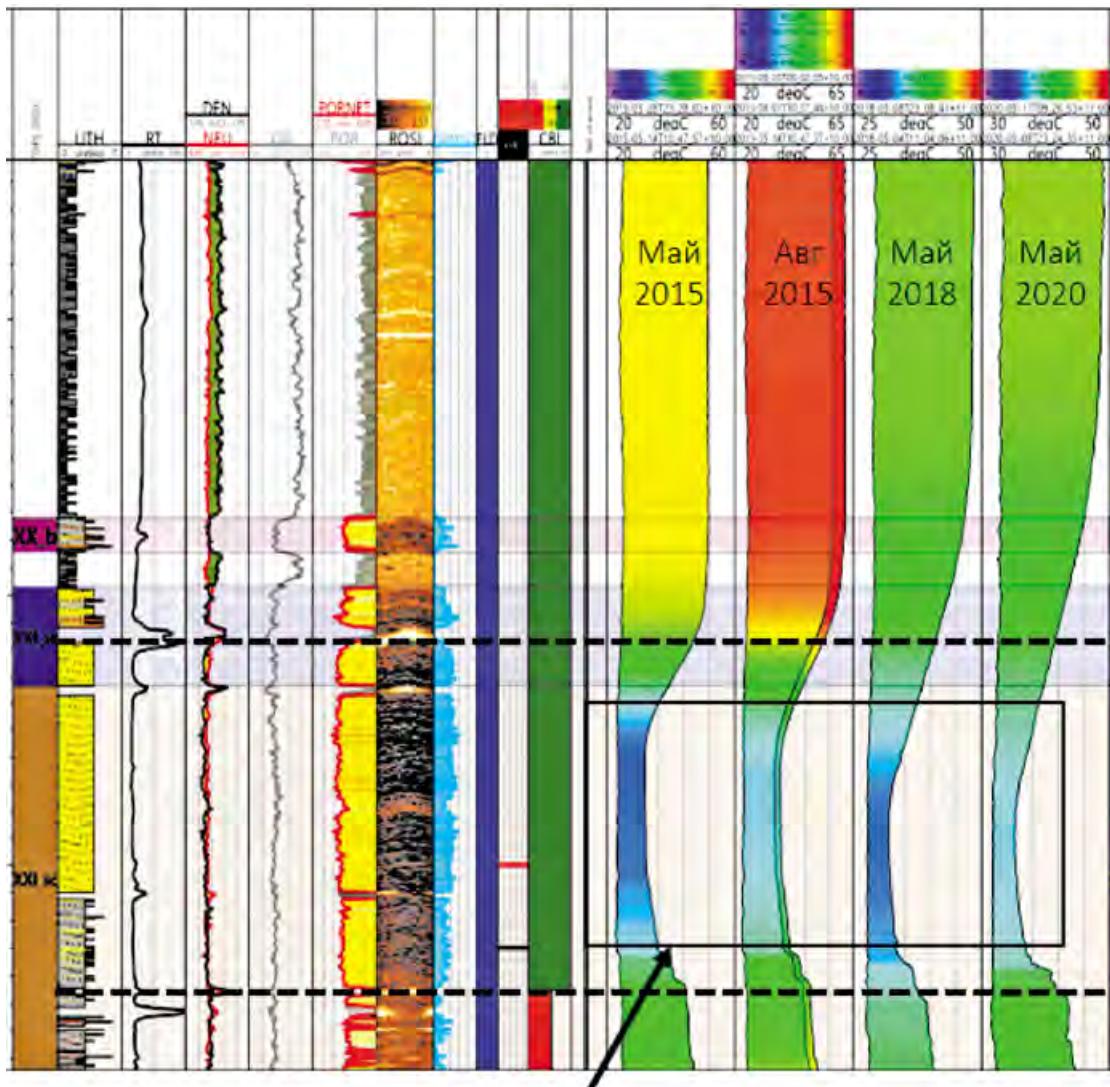


Рис. 5.

Пример контроля высоты трещины авто-ГРП по данным DTS

говорит о том, что нагнетаемая вода в них не поступает. В противном случае напротив проницаемых пластов сформировались бы отчетливые аномалии низких температур.

Что особенно важно, установленные оптоволоконные системы температурного контроля обеспечивают постоянный контроль за геометрией трещин и целостностью флюидоупоров, решая параллельно задачи по контролю технического состояния скважин в целом.

Каротаж спектральной шумометрии

Для обеспечения всесторонней оценки поведения трещин используется дополнительный высокотехнологичный комплекс каротажных исследований в закрытом стволе – каротаж спектральной шумометрии и высокочувствительной термометрии. На *рис. 6* представлен пример

проведенных исследований. Запись осуществлялась на разных режимах работы скважины: в остановленной (фоновый замер), во время закачки морской воды с разными расходами и в переходном режиме после остановки закачки. Как видно на рисунке, при расходе 840 м³/сут трещина открывается в пласте X. При меньших расходах трещина остается в пределах целевого интервала А. Данные ПГИ хорошо согласуются с данными DTS: высота трещины по ПГИ составляет 37 м, по DTS – 40 м, что подтверждает информативность распределенной термометрии для мониторинга роста трещин авто-ГРП. Следует отметить особую важность таких исследований в скважинах, где оптоволоконные системы контроля не установлены.

На *рис. 7* представлено сравнение данных, записанных в другой скважине в 2019 и 2022 гг.

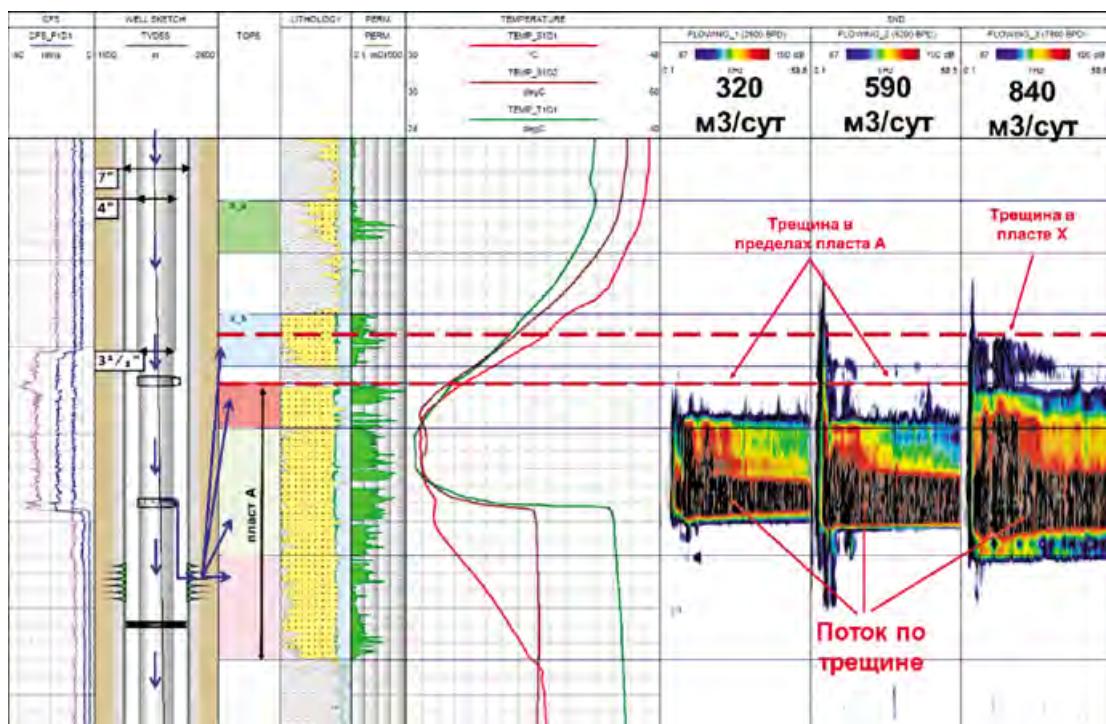


Рис. 6.

Геофизический планишет с данными спектральной шумометрии (три крайние трека справа) и высокочувствительной термометрии (четвертый трек справа)

В 2019 г. общая закачка в скважину составляла 1000 м³/сут, 330 м³/сут из которых приходились на пласт А (по данным расходометрии). При таком режиме работы трещина составляла 52 м, т.е. она предполагаемо проросла из пласта А в пласт Х. Для снижения риска дальнейшего прорастания трещины вверх было принято решение о снижении объемов закачки в скважину до уровня 300 м³/сут. В 2022 г. повторные измерения ПГИ показали, что при общей закачке в скважину 300 м³/сут не более 40 м³/сут приходится на пласт А (по данным расходометрии), а признаков потока по трещине по данным шумометрии не обнаружено. Таким образом, после снижения объемов нагнетания в пласт А произошло закрытие трещины и при текущем режиме работы скважины происходит только матричная закачка.

Площадной геофизический мониторинг (4D-сейсмомониторинг)

Внутристакажинные каротажные исследования являются средством контроля поведения трещин в околоскважинном пространстве, но не дают информации о межскважинном. В связи с этим особую значимость для обеспечения полного контроля за всем исследуемым геологическим пространством приобретают объемные методы и, в особенности – сейсмомониторинг. Сейсми-

ческие исследования, повторяемые на разных этапах разработки месторождения, позволяют оценить динамическую картину процессов, протекающих в недрах, и получить «снимки» состояния залежи в определенные временные периоды. Этот метод сейсмического мониторинга получил название 4D-сейсмомониторинг, т.к. фактор времени в данном случае является четвертым измерением. Разница между «снимками» несет в себе информацию об изменениях, произошедших в пласте, и представляет собой 4D-сигнал, являющийся объектом анализа. Как показал накопленный Обществом опыт, 4D-сейсмомониторинг является одним из наиболее информативных методов контроля за разработкой шельфовых месторождений [2], а в условиях отсутствия наблюдательного фонда скважин является критически важным.

Результаты петроупругого моделирования показали, что изменение акустической жесткости в разрабатываемых залежах, наблюдаемое на 4D-данных, в большей степени зависит от трех факторов [1, 2].

1. Продвижение фронта воды (закачиваемой или подошвенной).

При замещении углеводородов водой порода становится акустически жестче, т.к. увеличивается ее плотность и скорость распространения в ней продольных волн.

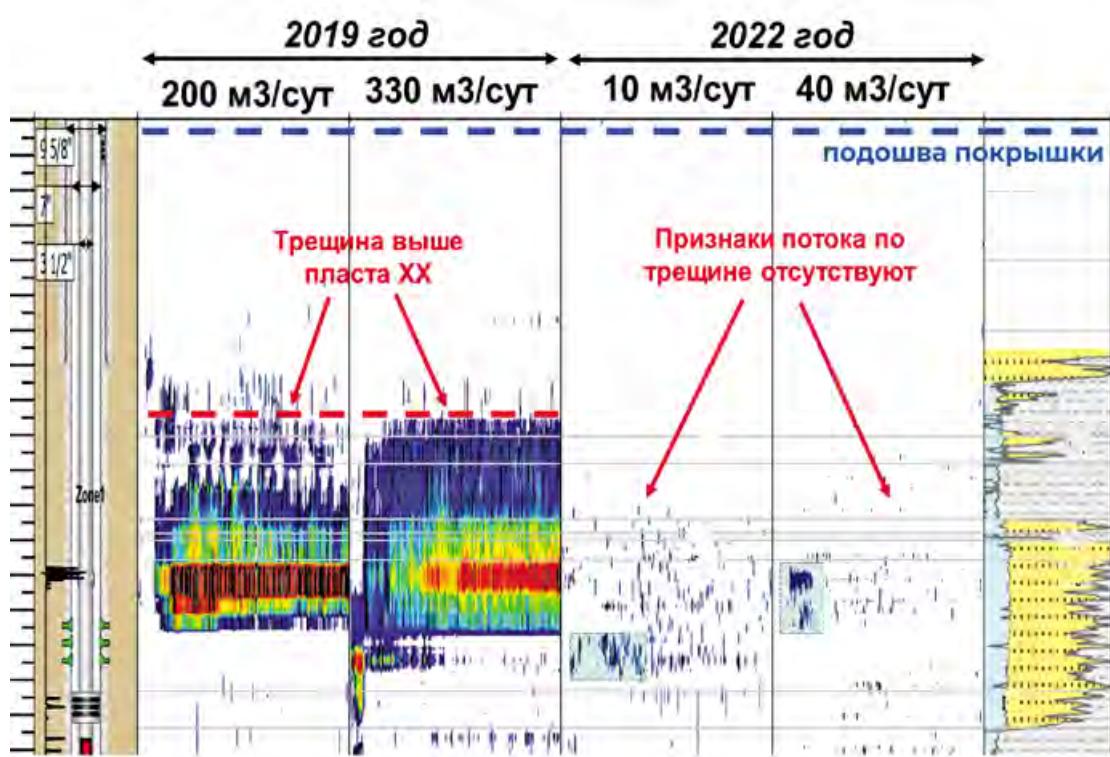


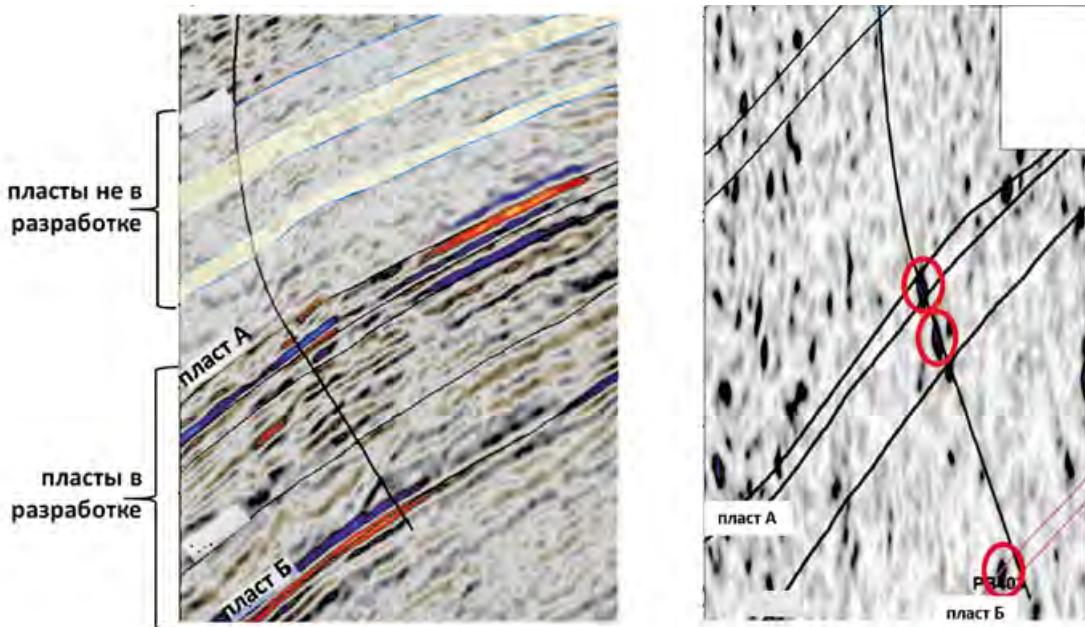
Рис. 7.
Геофизический планшет с данными спектральной шумометрии в 2019 и 2022 гг.

2. Высвобождение растворенного газа из нефти в результате падения пластового давления.

Приобретающий свободную форму газ ведет к акустическому разуплотнению среды и снижению акустической жесткости пласта. Даже

Рис. 8.

Анализ амплитудного (слева) и дифракционного (справа) 4D-сигнала вдоль траектории нагнетательной скважины



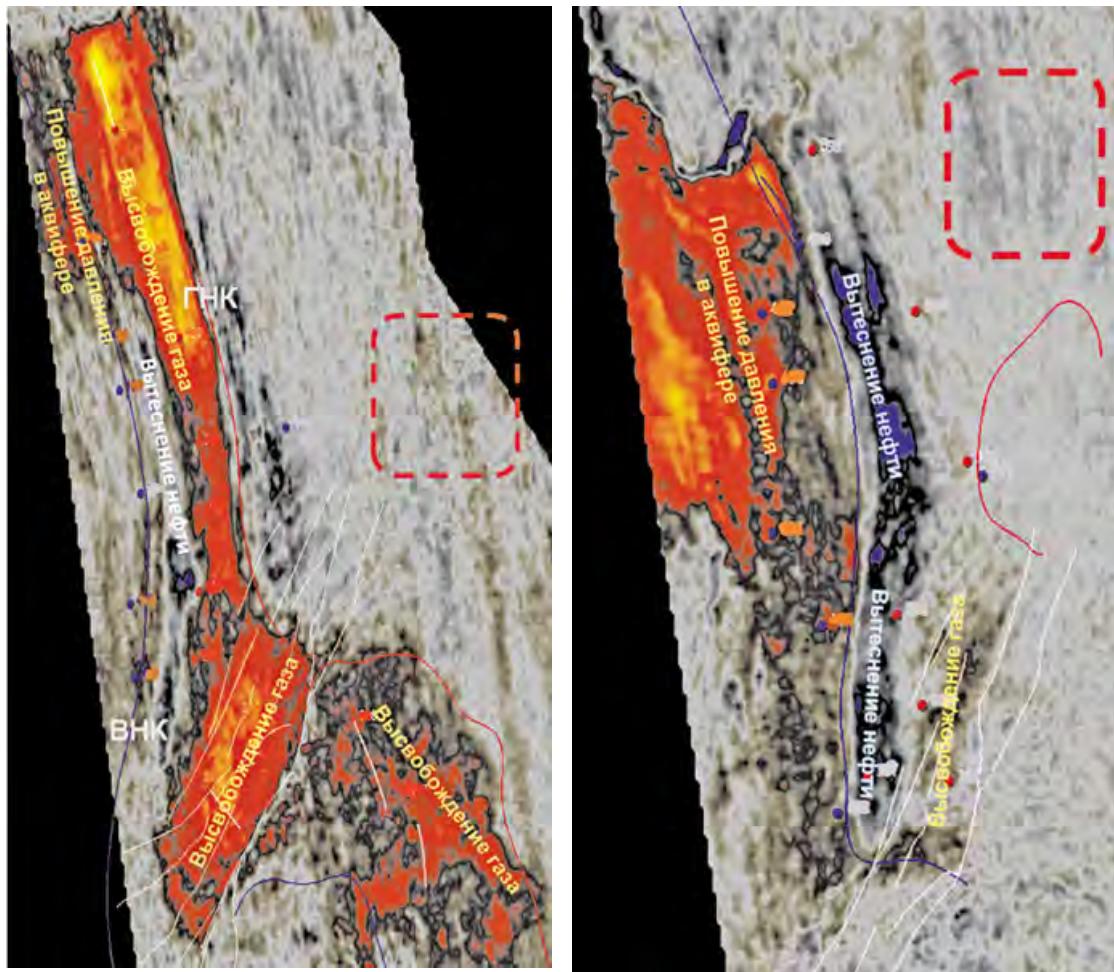


Рис. 9.
Карты 4D-сигнала в разрабатываемых пластах А и Б

незначительное присутствие свободного газа приводит к резкому снижению скорости продольных волн.

3. Изменение порового давления.

Для оценки влияния изменения пластового давления на упругие свойства пород были использованы зависимости изменения скорости продольных волн от эффективного давления, полученные на образцах керна. Было установлено, что падение пластового давления ведет к росту эффективного стресса, что делает породу акустически жестче из-за уплотнения. Увеличение давления, наоборот, ведет к уменьшению эффективного стресса, что делает породу акустически мягче.

Для оценки видимых признаков нарушения целостности геологического флюидоупора на Пильтунском участке был выполнен анализ следующих данных 4D-сейсмомониторинга:

- куб 4D сейсмической разницы;
- карты 4D-атрибутов на уровне коллекторов и выше флюидоупора;

– куб 4D сейсмической разницы дифракционной составляющей.

На **рис. 8** представлены разрезы кубов 4D амплитудной и дифракционной разницы вдоль одной из нагнетательных скважин. Как видно на амплитудной разнице, 4D-сигнал наблюдается только в интервале разрабатываемых пластов вследствие изменения порового давления из-за закачки воды; в вышележащих горизонтах 4D-отклик отсутствует. В случае нарушения целостности флюидоупора и нецелевой закачки в вышележащие пласти-коллекторы, следовало бы ожидать снижения акустического импеданса в результате увеличения пластового давления. Формирование трещиноватой зоны в околоскважинном пространстве в результате нагнетания приводит к возникновению отклика на дифракционных данных, уверенно прослеживаемого в районе перфораций (красные овалы на **рис. 8** справа). Однако наблюдаемый сигнал не распространяется в вышележащие пласти, что свидетельствует о приуроченности трещин

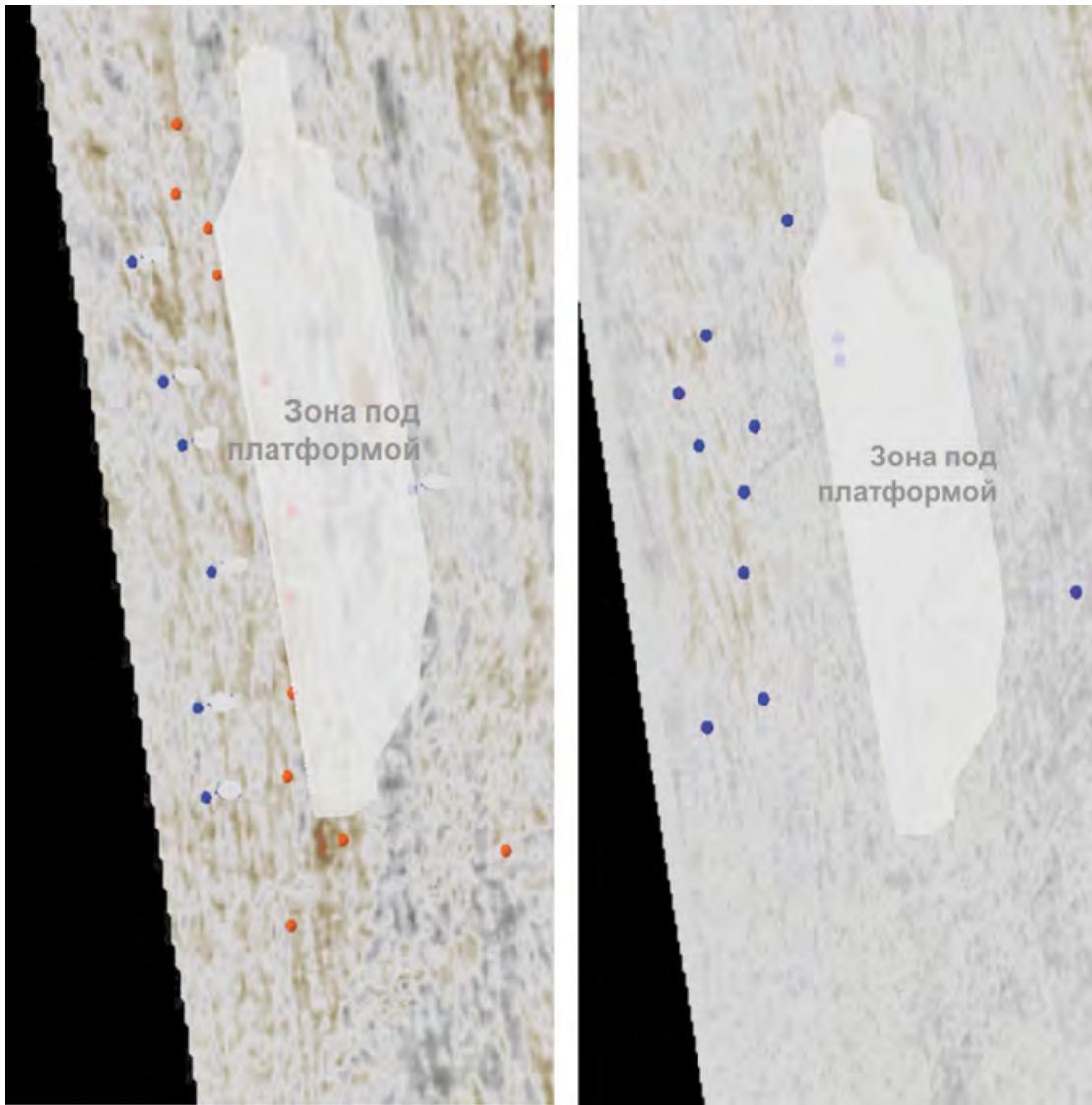


Рис. 10.

Карты 4D-сигнала в неразрабатываемых пластах-коллекторах, залегающих выше основного флюидоупора

авто-ГРП к проектным интервалам и нераспространении их в область флюидоупора.

В дополнение к сейсмическим 4D-разрезам проведен анализ карт 4D-сигнала в разрабатываемых и вышележащих горизонтах (*рис. 9 и 10*). Как видно на *рис. 9*, в интервалах продуктивных пластов наблюдаются явные 4D-аномалии:

- красные области (снижение акустической жесткости):
 - в зоне контурной области (ниже ВНК) – связанны с увеличением порового давления в результате закачки воды;
 - в нефтяной части залежи – вызваны выделением газа из нефти из-за падения пластового давления в нефтяной оторочке;
 - синие области (повышение акустической жесткости) обусловлены замещением нефти водой.

Неразрабатываемая область в восточной части месторождения может быть использована для оценки уровня шума на 4D-данных (красные прямоугольники на *рис. 9*).

На *рис. 10* представлены карты 4D-атрибутов в пластах-коллекторах, залегающих выше основного пласта-покрышки. В случае прорыва основного и вторичных флюидоупоров следовало бы ожидать появления 4D-аномалий, сопоставимых с наблюдаемыми в разрабатываемых пластах или меньшей амплитуды. Но, как видно, в данном случае уровень 4D-сигнала не превышает величин общего шума и не наблюдается формирования каких-либо отчетливых областей.

Анализ всего доступного набора сейсмических данных показывает отсутствие признаков развития трещин авто-ГРП в вышележащие

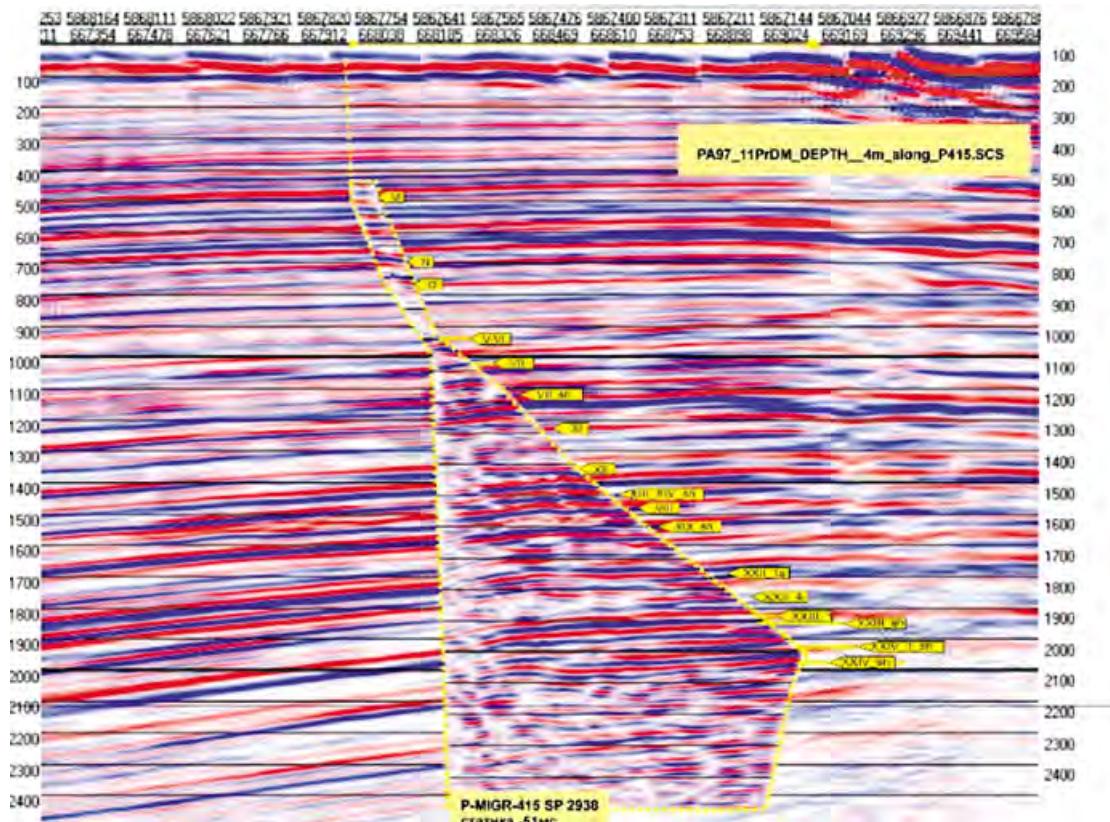


Рис. 11.
Пример данных DAS ВСП в сравнении с традиционной сейсмикой

породы или повышения пластового давления в пластах-коллекторах, залегающих выше основного пласта-флюидоупора.

Внедрение и апробация новых технологий

Помимо уже достигнутых результатов, Общество продолжает технологический поиск для совершенствования и развития системы мониторинга флюидоупоров, доизучения и контроля разработки месторождения. С этой целью в рамках очередной кампании 4D-сейсмомониторинга 2022 г., помимо полномасштабной сейсмической съемки и в синергии с ней, был проведен pilotный проект оптоволоконного 3D-ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование). С этой целью (во время проведения общей сейсмосъемки) нагнетательные скважины, оснащенные оптоволоконными системами контроля DTS были переключены в сейсмоакустический режим DAS (*distributed acoustic sensing*). Для этого наземные блоки регистрирующей аппаратуры (интерrogаторы) были заменены на сейсморегистрирующие. Это позволило, используя тот же оптоволоконный кабель, применить его в качестве распределенных по стволу скважины сейсмических приемников.

Выполненный pilotный проект DAS ВСП увенчался успехом. В скважинах с оптоволоконными системами были получены «конусы» сейсмической информации более высокого разрешения в сравнении с традиционной сейсмикой (рис. 11).

Полученные результаты DAS ВСП открывают новые перспективы развития комплексной системы сейсмомониторинга месторождения и флюидоупоров.

Выводы

В ООО «Сахалинская Энергия» разработана и реализована методика мониторинга целостности пластов-флюидоупоров, представляющая собой комплексную программу внутристкважинных и площадных исследований и наблюдений, которая включает следующие элементы:

- 4D-сейсмомониторинг;
- скважинные оптоволоконные технологии (распределенная термометрия – DTS);
- промыслово-геологические и геофизические исследования скважин;
- эксплуатационные данные (давления, расходы и объемы нагнетания).

Всесторонний анализ показывает, что на Пильтунском участке Пильтун-Астохского мес-

торождения признаки нарушения целостности основного пласта-флюидоупора отсутствуют.

Работы по мониторингу целостности флюидоупоров будут продолжены с учетом данных дальнейших промыслового-геологических и геофизических исследований, 4D-сейсмомониторинга, 4D DAS ВСП исследований и результатов моделирования роста трещин в адаптированном симуляторе авто-ГРП.

В целом в ООО «Сахалинская Энергия»:

– пройден большой путь по поиску лучших технологий и формированию базы знаний

и компетенций в вопросе мониторинга целостности пластов-флюидоупоров;

– достигнут высокий уровень надежного контроля за состоянием пластов-флюидоупоров – ключевого компонента комплексной программы по обеспечению технологической и экологической безопасности проекта «Сахалин-2»;

– заложены основы методологии контроля целостности флюидоупоров морских месторождений для дальнейшего ее использования при освоении других месторождений российского шельфа.

Литература

- Береснев А.В., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Сингуров А.А., Хабаров А.В. Специфика петрофизического сопровождения разработки шельфовых месторождений // Каротажник. 2023. № 1.
- Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Тимофеева О.В. 4D-сейсморазведка как инструмент эффективного мониторинга разработки морских месторождений // Газовая промышленность. 2022. № 7.
- Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Сингуров А.А., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Тарский В.Н., Павлов Д.В., Моисеенков А.В. Особенности контроля разработки месторождений с морских платформ // Газовая промышленность. 2022. № 7.

UDC 553.98;622.276.04

A.V. Beresnev, Head of Department, Chief Expert in Petrophysics, Sakhalin Energy LLC¹

A.V. Khabarov, Cand. Sc. (Technology), Head of Scientific and Technical Development and Technical Data Department, Sakhalin Energy LLC¹

A.V. Moiseenkov, Head of Department, Chief Expert in Oil and Gas Production Technology, Sakhalin Energy LLC¹

D.V. Pavlov, Head of the Direction, Chief Expert in Field Development, Sakhalin Energy LLC¹

A.A. Popov, Head of Direction, Chief Expert in Geology, Sakhalin Energy LLC¹

O.V. Timofeeva, Head of the Direction, Chief Expert in Geophysics, Sakhalin Energy LLC¹

A.P. Rykov, Leading Geophysicist, Sakhalin Energy LLC¹

R.G. Oblekov, Deputy Technical Director – Head of the Department of Geology and Field Development, Sakhalin Energy LLC¹

T.N. Gafarov, Technical Director, Sakhalin Energy LLC¹

¹Russia, 693020, Yuzhno-Sakhalinsk, st. Dzerzhinsky, 35.

Monitoring the Integrity of Fluid Seals in the Development of Offshore Fields

Abstract. Sakhalin Energy LLC has developed and implemented a technique for monitoring the integrity of fluid seals, which is a comprehensive program of downhole and areal surveys and observations. Comprehensive analysis shows that in the Piltun area of the Piltun-Astokhskoye field, there are no signs of a violation of the integrity of the main seal formation. Works on monitoring the integrity of seals will continue taking into account data from further production geological and geophysical studies, 4D seismic monitoring, 4D DAS VSP studies and the results of fracture growth modeling in an adapted auto-fracturing simulator.

Keywords: shelf; seals; auto-fracturing; thermometry, noise measurement; 4D seismic monitoring.

References

- Beresnev A.V., Gafarov T.N., Oblekov R.G., Singurov A.A., Khabarov A.V. *Spetsifika petrofizicheskogo soprovozhdeniya razrabotki shel'fovikh mestorozhdenii* [Specifics of petrophysical support for the development of offshore fields]. *Karotazhnik* [Logger], 2023, no. 1.
- Dashkov R.Iu., Gafarov T.N., Oblekov R.G., Khabarov A.V., Timofeeva O.V. *4D-seismorazvedka kak instrument effektivnogo monitoringa razrabotki morskikh mestorozhdenii* [4D seismic exploration as a tool for effective monitoring of offshore field development]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2022, no. 7.
- Dashkov R.Iu., Gafarov T.N., Singurov A.A., Oblekov R.G., Khabarov A.V., Tarskii V.N., Pavlov D.V., Moiseenkov A.V. *Osobennosti kontrolya razrabotki mestorozhdenii s morskikh platform* [Features of field development control from offshore platforms]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2022, no. 7.



Т.А. Киреева
канд. геол.-мин. наук
МГУ им. М.В. Ломоносова¹
геологический факультет
доцент кафедры гидрогеологии
ta_kireeva@mail.ru

Сероводород в пластовых водах нефтегазовых месторождений: происхождение и влияние на разработку



¹Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, 1.

Рассмотрены условия образования сероводорода в природе, его химические свойства, формы присутствия в водном растворе и причины коррозионных свойств. Приведены примеры максимальных содержаний растворенного сероводорода в подземных водах ряда нефтегазовых месторождений РФ и случаи его техногенного образования.

Рассмотрены условия образования сероводорода в водах нефтегазовых месторождений: присутствующего в пластах до начала разработки («реликтового») и техногенного. В случае техногенного (биогенного) образования H_2S порог наступления коррозионной опасности снижается до 1 мг/дм³ сероводорода в растворе, по сравнению с более 50 мг/дм³ в случае его «реликтового» происхождения

Ключевые слова: сероводород; коррозия; сульфатвосстановливающие бактерии; воды нефтегазовых месторождений

Сероводород (H_2S) является одним из основных компонентов газового состава подземных вод, в частности, пластовых вод нефтегазовых месторождений, а также часто содержится в значительном количестве (до 35 об. %) в природном газе [1].

Сероводород в природных водах вызывает интерес в основном по двум направлениям: во-первых, как лечебный компонент в составе сероводородных минеральных вод, во-вторых, с точки зрения его коррозионной опасности для промышленного оборудования при эксплуатации нефтегазовых месторождений.

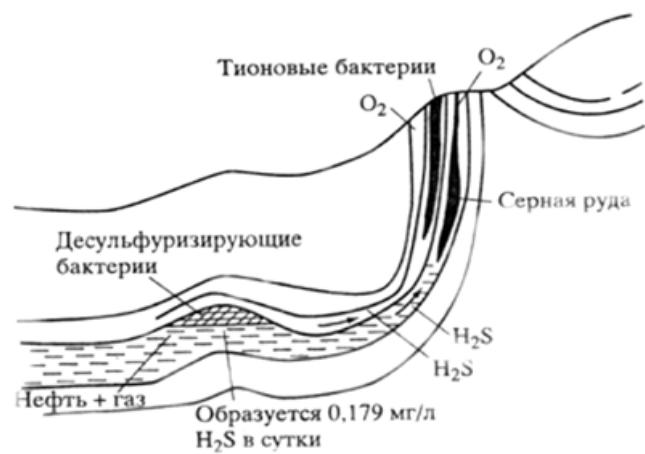
Сероводород в природном газе может являться объектом разработки для получения элементарной серы, т.к. производство последней из природного газа значительно экономичнее, чем получение ее из самородных месторождений. В химической и нефтехимической промышленности все шире используется сероводородсодержащий природный газ, ранее находившийся в консервации из-за наличия в нем сероводорода.

Таким образом, очевидно, что условия образования и накопления сероводорода в природе заслуживают самого пристального внимания, как в связи с его рациональным использованием, так и с необходимостью защиты от его коррозионной активности. В данной работе основное внимание будет уделено именно последнему.

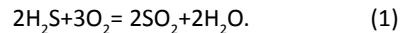
Свойства сероводорода

Сероводород – бесцветный газ с характерным запахом гниющего белка («тухлых яиц»), немногого тяжелее воздуха.

Рис. 1.
Образование месторождения серы Шор-Су при окислении биогенного H_2S [2]



На воздухе сероводород горит голубоватым пламенем, образуя диоксид серы и воду:



Сероводород хорошо растворяется в воде и нефти. Его растворимость в воде (коэффициент растворимости) ($\text{см}^3/\text{дм}^3$ при нормальных условиях: $P = 1 \text{ атм}, T = 0^\circ\text{C}$) составляет 4700, что в 2,5 раза лучше растворимости CO_2 и почти в 84 раза лучше растворимости CH_4 в тех же условиях.

При растворении в воде сероводород химически с ней взаимодействует, образуя слабую сероводородную кислоту: H_2S (газ) \leftrightarrow H_2S (раствор).

Степень диссоциации сероводородной кислоты зависит от pH среды: в нейтральной, слабокислой и слабощелочной среде она диссоциирует по первой ступени ($K_d = 9 \cdot 10^{-8}$): $H_2S \leftrightarrow H^+ + HS^-$, с образованием гидросульфид-иона.

Диссоциация по второй ступени с образованием сульфид-иона (S^{2-}) происходит только при $pH > 10$.

Таким образом, в природных водах сероводород в основном присутствует в виде молекулы H_2S и иона HS^- .

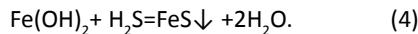
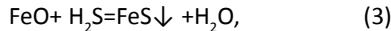
С способностью образовывать при растворении сероводородную кислоту и связана коррозионная активность сероводорода. При взаимодействии водного раствора сероводорода с металлом (железом) происходит частичное растворение последнего, с образованием сульфида железа и водорода:



Сероводород – сильный восстановитель. При действии сильных окислителей, прежде всего O_2 , он окисляется до элементарной серы, диоксида серы или серной кислоты. Глубина окисления зависит от многих условий: температуры, концентрации окислителя, pH раствора. В природных условиях окисление до элементарной серы ($H_2S + O_2 = S_2 \downarrow + H_2O$) происходит при недостатке кислорода: в придонных условиях глубоких водоемов или в пластовых условиях зоны затрудненного водообмена. В местах смешения сероводородсодержащих вод нефтяных месторождений и поступающих сверху кислородсодержащих вод образуются эпигенетические серные месторождения («серная шляпа» нефтяных месторождений) (рис. 1).

В вулканических районах при разгрузке глубинных флюидов, содержащих H_2S , в поверхностные водоемы, воды которых насыщены атмосферным кислородом, образуются небольшие озерца, вода в которых имеет значение $pH \sim 2$, т.е. фактически это раствор H_2SO_4 [3].

Сероводород легко взаимодействует с окислами и гидроокислами железа по реакциям:



В результате этих реакций растворенный сероводород может полностью удаляться из подземных вод, а над нефтяными месторождениями формируется зона восстановления, содержащая вторичную пиритизацию (*рис. 2*).

Происхождение и накопление в водах сероводорода

Сероводород в природе может образовываться в результате:

- химических процессов, без участия органических веществ;
- термодеструкции органических веществ в условиях катагенеза и метаморфизма;
- деятельности сульфатвосстановливающих бактерий (СВБ).

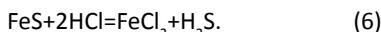
Чисто химическое образование H_2S возможно в высокотемпературных условиях, что следует из его постоянного присутствия в значительных количествах (до 25%) в вулканических газах [5], температура которых доходит до 1200 °C. При снижении температуры уменьшается и количество H_2S в составе газов (до 2% при температуре около 100 °C) [5].

В вулканических системах возможно образование сероводорода по реакциям:

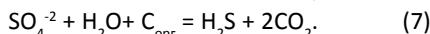
- а) при взаимодействии серы с водородом:



- б) при взаимодействии пирита пород с хлорводородом:



В условиях артезианских бассейнов H_2S образуется при взаимодействии сульфатов и восстановителя (органического вещества или водорода) при пластовой температуре ($T_{\text{пл}}$) > 100 °C.



Наиболее интенсивно эти реакции обычно протекают на контакте водовмещающих пород содержащих сульфаты и органосодержащих пород (угли, битуминозные глины) или нефтяных скоплений.

Термическое разложение органических веществ – еще один путь поступления H_2S в породы и подземные воды, при этом выделение H_2S начинается при $T_{\text{пл}} > 90\text{--}150$ °C (*рис. 3*).

Биохимическим путем H_2S образуется при распаде белков и в результате деятельности СВБ в анаэробных условиях. Последнее заключается

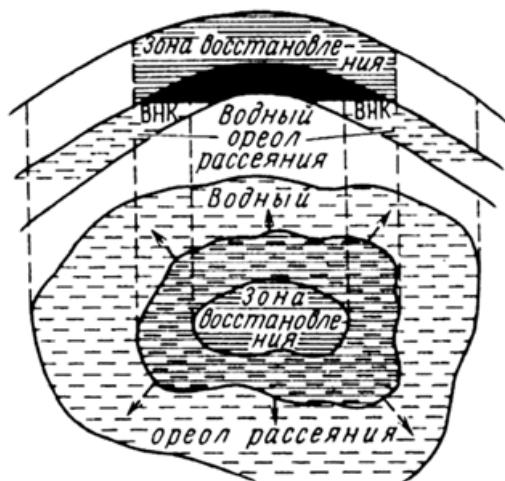


Рис. 2.

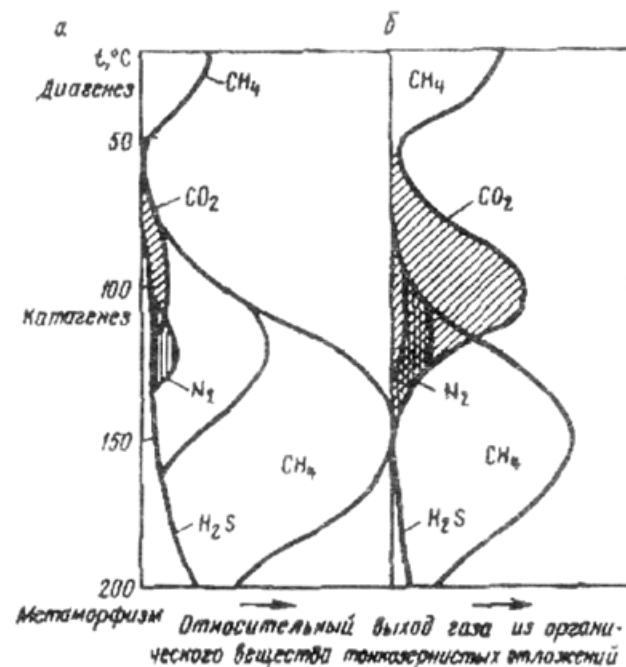
Зона восстановления (пиритизации) в породах, перекрывающих нефтяную залежь [4]

в восстановлении окисленных форм серы (SO_4^{2-}) до H_2S по реакциям, аналогичным вышеупомянутым (7, 8). Процесс протекает в приповерхностных условиях (например, в болотах и придонных частях водоемов, в которых отсутствует кислород) и в пластовых условиях, зонах затрудненного водообмена при $T_{\text{пл}} < 85$ °C и минерализации вод ($M_{\text{общ}}$) менее 170 г/дм³ [7].

Сероводород не образует самостоятельные газовые скопления, хотя может присутствовать

Рис. 3.

Кривые образования газов на разных глубинах при преобразовании сапропелевого (а) и гумусового (б) органического вещества [6]



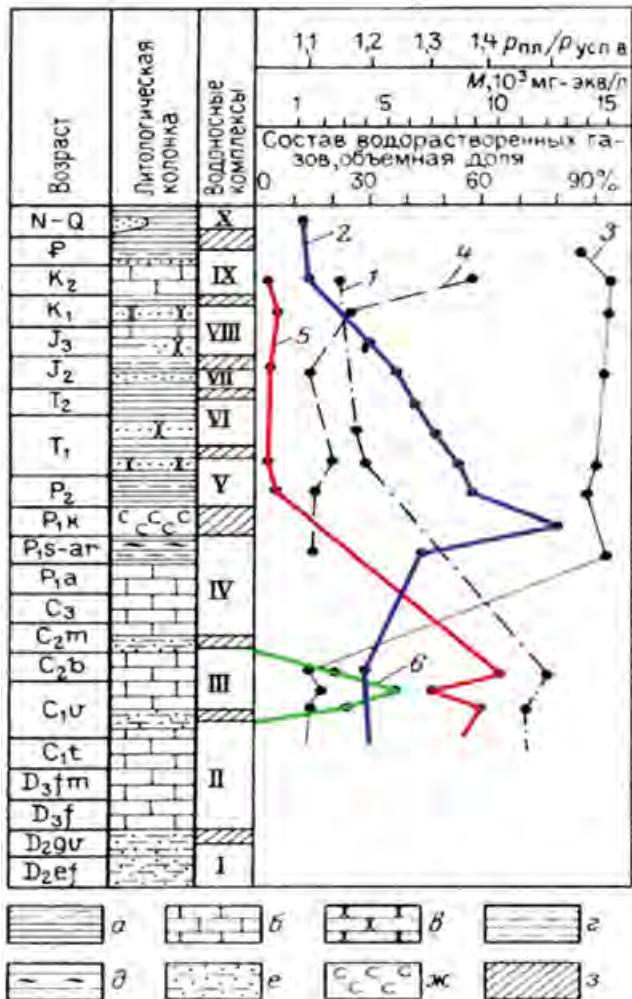


Рис. 4.
Гидрологический разрез осадочной толщи Астраханского свода [8]: а – глины, б – известняки, в – песчаники, г – аргиллиты, д – алевролиты, е – аргиллиты с прослоями песчаника, ж – каменная соль, з – слабопроницаемые горизонты; 1 – $P_{\text{пл}}/P_{\text{уст.в}}$, 2 – $M_{\text{общ}}$, 3 – УВ-газы для продуктивных пластов, 4 – УВ-газы для «пустых» пластов, 5 – водорастворенный CO_2 , 6 – водорастворенный H_2S

в значительных количествах (до 35%) в составе углеводородных газов [1]. В основном это связано с его высокой растворимостью в воде и нефти, а также со способностью связываться окислами и гидроокислами металлов (прежде всего, железа) с образованием практически нерастворимого пирита. Последнее, видимо, объясняет крайне редкие случаи накопления сероводорода в песчаных пластах, которые содержат значительные количества окислов и гидроокислов металлов. Напротив, основные случаи максимальных концентраций H_2S в попутных газах и пластовых водах связаны с карбонатными породами, практически лишенными окислов металлов [4].

Сероводород в пластовых водах нефтегазовых месторождений

Сероводород часто встречается в нефтегазоносных пластах в условиях затрудненного водообмена. Он не преобладает в составе растворенных газов, но в результате очень высокой растворимости его содержание в воде иногда бывает значительно больше, чем в свободных газах.

Высокие содержания H_2S известны в подземных водах нефтегазоносных провинций, в которые он поступает в результате термокатализического разложения сернистых компонентов нефти и рассеянного ОВ пород. В этих водах H_2S часто занимает одно из господствующих мест среди растворенных газов. Наибольшие концентрации H_2S (до 2–3 г/л) наблюдаются там, где нефтяные залежи, приуроченные к карбонатным отложениям, интенсивно окисляются на контакте с гипсами.

Сероводород в пластовых водах распространен неравномерно, не связан с глубиной залегания и современной $T_{\text{пл}}$. Во многих нефтегазоносных провинциях (Западная Сибирь, многие районы Волго-Урала, Припятского бассейна, Предкавказья и др.) H_2S в пластовых водах не обнаруживается [8].

Примером локального нахождения растворенного H_2S в пластовых водах газоконденсатного месторождения служит его содержание только в карбонатных породах подсолевых отложений нижнего и среднего карбона в гидрологическом разрезе осадочной толщи Астраханского свода (рис. 4).

Анализ геологической информации показывает, что практически все случаи высоких концентраций H_2S в пластовых водах объединяет присутствие гипсов (ангидритов) во вмещающих породах. В таблице приведены примеры наиболее высоких концентраций растворенного H_2S в водах некоторых нефтегазовых месторождений РФ.

Содержание сероводорода в попутных водах нефтегазовых месторождений

Содержанию H_2S в попутных водах при разработке нефтегазовых месторождений уделяется самое пристальное внимание в связи с его высокими коррозионными способностями.

В ходе коррозионного процесса металл растворяется, и продукты коррозии выпадают в осадок в виде сульфида железа по реакции (2), что приводит к образованию коррозионных «язв». Образование водорода в этой реакции вызывает хрупкость стали («водородное охрупчивание»), что связано с диффузией атомарного водорода в металл (рис. 5).

При сероводородной коррозии часть выделяющихся атомов водорода не соединяется

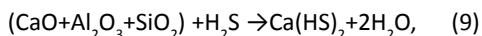
Структура, месторождение	Возраст отложений	Содержание H ₂ S		
		см ³ /дм ³	мг/дм ³	об.% в составе газов
Среднее Поволжье	P	900–1300	1360–1976	
	C	2000–3000	3040–4560	
	D	Не обнаружен		
Астраханское газоконденсатное месторождение	C ₁ –P ₁			16,7–55,5
	D ₂ –C ₁ P ₁ –T		Не обнаружен	
Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение	C–P ₁			1,1–8,3
Тимано–Печорский бассейн	O–S	2800	4256	
Тунгусский бассейн	RF _{2–3}	1977	3004	

Таблица 1.

Содержание растворенного сероводорода в пластовых водах нефтегазовых месторождений [8]

в молекулы и проникает в металл, снижая его прочность и повышая хрупкость. Такая форма изменения свойств металла носит название водородной хрупкости и проявляется обычно значительно раньше общей коррозии [1]. Также водород взаимодействует с имеющимся в стали углеродом, с образованием углеводородов (обычно метана) [9]. Таким образом, водородная коррозия заключается в образовании пузырей H₂ и CH₄ в металле, что приводит к резкому ухудшению его свойств.

Наличие растворенного H₂S может приводить не только к коррозии металлических конструкций по реакции (2), но и растворению цементного камня, по схематичной реакции:



приводящей к образованию достаточно растворимого гидросульфида кальция, что обуславливает разрушение цемента.

Содержание в попутных водах растворенного H₂S связано с двумя причинами.

1. Наличие, так называемого, «реликтового» H₂S, который образовался в пластовых водах в природных условиях.

2. Образование H₂S в процессе разработки.

В первом случае это чисто химическое образование сероводорода, которое происходит или в результате неорганического синтеза по реакциям (5, 6, 7, 8), или в результате катагенной и метаморфотенной термодеструкции органических веществ. Эти процессы могут идти только при T_{пл} > 100 °C.

Во втором случае, т.е. при разработке, как было доказано многими исследователями, в частности [10], H₂S образуется только биогенным путем в результате деятельности СВБ. При этом образование сероводорода идет по реакциям, аналогичным (7, 8). СВБ способны

выделять особые ферменты, которые играют роль катализаторов, что позволяет сильно понизить температурный порог этих реакций, которые практически не идут в низкотемпературных условиях в стерильной среде.

В связи с тем, что в низкотемпературных (T_{пл} < 100 °C) условиях образование H₂S происходит только биогенным путем, для его образования должен соблюдаться ряд условий, при которых возможно существование СВБ.

Температура среды должна находиться в пределах от 5 до 85 °C. При более низкой и более высокой температуре жизнедеятельность СВБ существенно подавляется, а при T_{пл} > 100 °C бактерии погибают. Существуют некоторые виды термофильных СВБ, способных функционировать при T ~ 110 °C, однако этот вид бактерий является чрезвычайно редким для нефтегазовых бассейнов [11].

Зависимость образования техногенного H₂S от температурного фактора хорошо иллюстрирует опыт разработки нефтяного месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама). При разработке основной залежи, находящейся в гранитоидном фундаменте с T ~ 150 °C, после нескольких лет эксплуатации на естественном режиме было применено заводнение морской водой (Южно-Китайское море) для поддержания пластового давления (ППД). При этом образование сероводорода не отмечалось [12]. Однако при транспортировке обводненной и уже охлажденной нефти по трубопроводам стало проявляться образование H₂S, вызывающее серьезные коррозионные повреждения [13]. Биогенное образование сероводорода подтверждалось обнаружением колоний СВБ на внутренней поверхности трубопроводов, а также содержанием в попутных водах клеток СВБ, количество которых превышало 10³ кл/см³.

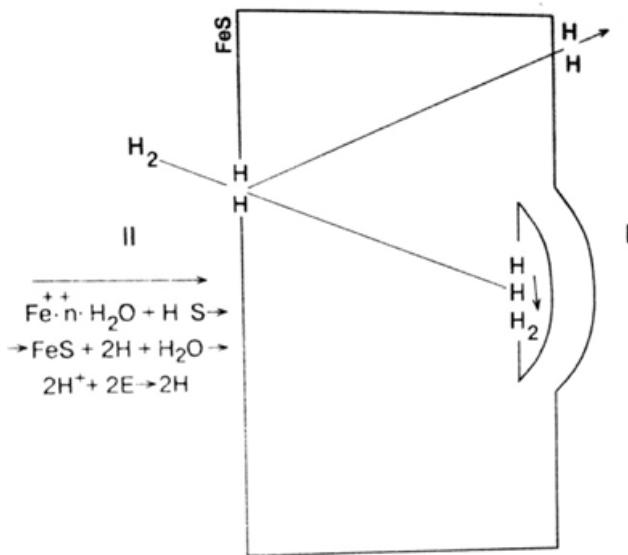


Рис. 5.
Схема проникновения атомарного водорода в металл (по [1])

На рис. 6 приводится фото колоний СВБ, образующих характерные «буторки», которые состоят из пористого слоя гидрооксидов железа, через которые происходит метаболический обмен колонии с окружающей средой: из среды поступают ионы SO_4^{2-} , обратно – H_2S . При удалении «буторка» на стенке металла обнаруживается язва размером до 5 см. Скорость коррозии металла в месте прикрепления колонии может достигать 5–10 мм/год.

Жизнедеятельность СВБ также контролируется минерализацией водного раствора, которая не должна превышать 170 г/дм³. Из промысловой практики известно, что использование растворов высокой концентрации для ППД не приводит к сероводородному заражению, в то время как использование пресных поверхностных и даже морских вод с $M_{\text{общ}}$ 35 г/дм³ вызывает образование H_2S . Так, в начале разработки Ромашкинского месторождения в девонских нефтеносных горизонтах совсем не было сероводорода. При заводнении пресными водами H_2S стал появляться во все возрастающих количествах, вызывая коррозию оборудования в угрожающих масштабах: срок работы клапанов глубинных насосов сокращался иногда до 2–3 недель.

Жизнедеятельность СВБ подавляется в присутствии кислорода и при значении $4 < \text{pH} > 10,5$. Имеет значение и влажность среды, которая не должна быть менее 90–95 %, т.к. все биохимические реакции происходят только в воде.

Величина давления почти не влияет на жизнедеятельность бактерий. До глубины 10 км (до ступной современному бурению) давление не ограничивает их развитие.

Количество сульфат-иона, который необходим СВБ для выработки H_2S , может быть очень неболь-

шим. В работе [14] приводится характеристика коррозионной активности СВБ на нефтепроводах АО «РН Няганьнефтегаз». Выяснено [14], что удельная частота прорывов кустовых нефтепроводов полностью коррелирует с содержанием СВБ, изменяющимся от 10 до 10^3 кл/см³, и составляет от 0,3 до 4,7 км/год. Отмечается, что сероводородное заражение возникает, хотя для ППД не используются пресные воды, а в попутных водах разрабатываются продуктивных горизонтах викуловской (ВК₁₋₃) и тюменской свит (ЮК₁₋₁₁) содержание $\text{SO}_4^{2-} < 50$ мг/дм³, т.е. меньше предела обнаружения применяемой методики. Исследование в лаборатории кафедры гидрогеологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова химического состава вод ряда нефтеносных пластов викуловской и тюменской свит Красноленинского свода Западной Сибири показало, что содержание в них иона SO_4^{2-} не превышает 1–3 мг/дм³. Несмотря на столь низкое содержание растворенного SO_4^{2-} в закачиваемых пластовых водах и полное отсутствие гипса во вмещающих породах, которые представлены песчаниками с глинисто-карбонатным цементом, содержание растворенного H_2S в попутных водах составляет в среднем 1 мг/дм³. Это свидетельствует о том, что для жизнедеятельности СВБ возможны минимальные концентрации сульфата.

Заражение СВБ пластовых вод на нефтяных месторождениях Западной Сибири оказалось очень устойчивым, т.к. бактерии занесенные, по все видимости, с поверхностными водами еще в 1990-х годах, существуют до сих пор, хотя уже много лет для ППД используются только попутные и пластовые воды.

Следует отметить, что допустимые концентрации растворенного H_2S различаются в случае «реликтового» и биогенного его происхождения. Среда считается сильно агрессивной при содержании в газожидкостной смеси «реликтового» $\text{H}_2\text{S} > 50$ мг/дм³. Однако, как видно из анализа эксплуатации нефтепроводов АО «РН Няганьнефтегаз» [14], при биогенной природе H_2S серьезные коррозионные повреждения наступают уже при концентрации $\text{H}_2\text{S} \sim 1$ мг/дм³. Такое снижение «порогового» значения содержания растворенного H_2S для наступления коррозионной опасности при его биогенной природе, вероятно, связано с локальным, «точечным» воздействием сероводорода в месте прикрепления колонии СВБ. Как хорошо видно на рис. 6, колонии СВБ покрывают не всю поверхность нефтепровода, а язвенные поражения образуются только в месте прикрепления колонии.

Также важным может быть вопрос: возможно ли увеличение концентрации H_2S в результате разработки, если он уже присутствовал в водах, в качестве «реликтового»? В работе [15] отмеча-



Рис. 6.

Внутренняя поверхность участка линейной части трубопровода с колониями СВБ. Месторождение Белый Тигр, Вьетнам [13]

ется, что в результате бактериальной сульфатредукции содержание H_2S в природном газе может достичь 1–2%, но чаще не превышает 0,1–0,5%, т.к. этот газ токсичен для самих бактерий и его высокие концентрации подавляют их жизнедеятельность. Следовательно, биогенная генерация H_2S не может привести к его значительному содержанию в растворенных газах, аналогичному концентрации «реликтового» сероводорода, что имеет место на многих месторождениях, в частности, водах Оренбургского и Астраханского месторождений (*табл. 1*).

Выводы

1. Сероводород образуется при различных природных процессах (химический синтез, термическое разложение органических веществ пород, образование в результате деятельности СВБ), но наличие его в пластовых водах нефтегазовых месторождений до разработки («реликтовый» сероводород) связано с природными высокотемпературными (>100 °C) процессами, а в процессе разработки он появляется только биогенным путем.

2. Образование биогенного сероводорода невозможно при $T_{пл} > 100$ °C, при $M_{общ} > 170$ г/дм³, при влажности среды менее 90–95%, в присутствии кислорода и при значении $4 < pH > 10,5$.

3. Максимальные содержания «реликтового» сероводорода в пластовых водах и попут-

ных газах нефтяных месторождений отмечаются в карбонатных водовмещающих породах, содержащих прослои гипсов. В песчаных породах сероводород не накапливается, что объясняется его связыванием окислами и гидроокислами железа с образованием практически нерастворимого пирита.

3. Сероводород вызывает не только «общую» коррозию (растворение металлических конструкций и цементного камня), но и «водородное окрупчивание», связанное с проникновением образующегося водорода в металл.

4. Допустимые концентрации растворенного H_2S различаются в случае «реликтового» и биогенного его происхождения. При биогенной природе H_2S серьезные коррозионные повреждения наступают уже при концентрации $H_2S \sim 1$ мг/дм³, в то время как в случае его «реликтового» происхождения коррозионная опасность наступает при содержании в газожидкостной смеси $H_2S > 50$ мг/дм³. Такое снижение «порогового» значения содержания растворенного H_2S , вероятно, связано с локальным, «точечным» воздействием сероводорода в месте прикрепления колонии СВБ.

5. Разработка не может увеличить содержание в водах «реликтового» H_2S , т.к. сероводород токсичен для самих СВБ и его биогенное образование не может дать высоких концентраций этого газа.

Литература

1. Босняцкий Г.П. Природный газ и сероводород (справочное пособие). М.: ГазойлПресс. 1998. 221 с.
2. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. М: Наука. 2004. 677 с.
3. Карпов Г.А. Онтогенез гидротермального процесса. Владивосток: Дальнавака. 2005. 158 с.
4. Карцев А.А., С.Б. Вагин, Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра. 1992. 207 с.
5. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра. 1971. 336 с.
6. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Наука. 1979. 704 с.
7. Гусев М.В. Микробиология. М.: МГУ. 2004. 448 с.
8. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. М.: Недра. 1989. 384 с.
9. Глинка Н.Л. Общая химия. Ленинград: Химия. 1974. 702 с.
10. Назина Т.Н., Беляева С.С. Биологическое и метаболическое разнообразие микроорганизмов нефтяных месторождений // Труды Института микробиологии им. С.Н. Виноградского. Юбилейный сборник к 70-летию Института. М.: Наука. 2004. С. 289–316.
11. Machel H.G., Krouse H.R., Sassen R. Products and distinguishing criteria of bacterial and thermochemical sulfate reduction // Applied geochemistry. 1995. V.10, No.4. P/ 373-389.
12. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Иванов А.Н, Ле Данг Там, Михайлов А.И., Вовк В.С. Из истории экспериментальной закачки морской воды для ППД на месторождении Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2.
13. Савельев В.В., Иванов А.И., Мастобаев Б.Н. Практические рекомендации по защите от биокоррозии и снижению содержания сероводорода в системе сбора и транспорта нефти СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 77–79.
14. Высотских А.М., Иванов Я.Д., Тюкавкин Д.Г., Пузанов И.С. Жизненный цикл сульфатвосстанавливающих бактерий в нефтепромысловых системах Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 115–120.
15. Дахнова М.В. Геохимия серы в связи с проблемой нефтегазоносности. Дисс. д-ра геол.-мин. наук. М. 1999. 172 с.

UDC 38.33.19

T.A. Kireyeva, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Hydrogeology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University1, ta_kireeva@mail.ru

¹Leninskie gory, Moscow, 119991, Russia.

Hydrogen Sulfide in Reservoir Waters of Oil and Gas Fields: Origin and Impact on Development

Abstract. The conditions for the formation of hydrogen sulfide in nature, its chemical properties, forms of presence in an aqueous solution, and the causes of corrosion properties are considered. Examples of the maximum content of dissolved hydrogen sulfide in groundwater of a number of oil and gas fields of the Russian Federation and cases of its technogenic formation are given. The conditions for the formation of hydrogen sulfide in the waters of oil and gas fields are considered: present in the reservoirs before the start of development ("relic") and technogenic. In the case of technogenic (biogenic) formation of H₂S, the threshold for the onset of corrosion hazard is reduced to 1 mg/dm³ of hydrogen sulfide in solution, compared with more than 50 mg/dm³ in the case of its "relic" origin.

Keywords: hydrogen sulfide; corrosion; sulfate reducing bacteria; waters of oil and gas fields

References

1. Bosniatskii G.P. *Prirodnyi gaz i serovodorod (spravochnoe posobie)* [Natural gas and hydrogen sulfide (reference guide)]. Moscow, GazoilPress Publ., 1998, 221 p.
2. Krainov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geokhimia podzemnykh vod* [Geochemistry of underground waters]. Moscow, Nauka Publ., 2004, 677 p.
3. Karpov G.A. *Ontogeniya gidrotermal'nogo protessa* [Ontogeny of the hydrothermal process]. Vladivostok, Dalnauka Publ., 2005, 158 p.
4. Kartsev A.A., S.B. Vagin, Shugrin V.P. *Neftegazovaia hidrogeologija* [Oil and gas hydrogeology]. Moscow, Nedra Publ., 1992, 207 s.
5. Sokolov V.A. *Geokhimia prirodnnykh gazov* [Geochemistry of natural gases]. Moscow, Nedra Publ., 1971, 336 p.
6. Khant Dzh. *Geokhimia i geologija nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow, Nauka Publ., 1979, 704 p.
7. Gusev M.V. *Mikrobiologija* [Microbiology]. Moscow, MGU Publ., 2004, 448 p.
8. *Vody neftianykh i gazovykh mestorozhdenii SSSR* [Waters of oil and gas fields of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1989, 384p.
9. Glinka N.L. *Obshchaja khimiija* [General chemistry]. Leningrad, Khimiia Publ., 1974, 702 p.
10. Nazina T.N., Belaeva S.S. *Biologicheskoe i metabolicheskoe raznoobrazie mikroorganizmov neftianykh mestorozhdenii* [Biological and metabolic diversity of microorganisms in oil fields]. *Trudy Instituta mikrobiologii im. S.N. Vinogradskogo. Iubileinyi sbornik k 70-letiu Instituta* [Proceedings of the Institute of Microbiology. S.N. Vinogradsky. Anniversary collection for the 70th anniversary of the Institute]. Moscow, Nauka Publ., 2004, pp. 289–316.
11. Machel H.G., Krouse H.R., Sassen R. Products and distinguishing criteria of bacterial and thermochemical sulfate reduction. *Applied geochemistry*. 1995. V.10, No.4. P/ 373-389.
12. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Иванов А.Н, Ле Данг Там, Михайлов А.И., Вовк В.С. Из истории экспериментальной закачки морской воды для ППД на месторождении Белый Тигр [From the history of experimental injection of sea water for reservoir pressure maintenance at the White Tiger field]. *Нефтяное хозяйство*, 2020, no. 2.
13. Савельев В.В., Иванов А.И., Мастобаев Б.Н. *Prakticheskie rekommendatsii po zashchite ot biokorrozii i snizheniju soderzhanija serovodoroda v sisteme sbora i transporta nefti SP «Vetsovpetro»* [Practical recommendations for protection against biocorrosion and reduction of hydrogen sulfide content in the oil collection and transportation system of the joint venture "Vietsovpetro"]. *Нефтяное хозяйство*, 2021, no. 1, pp. 77–79.
14. Высотских А.М., Иванов Я.Д., Тюкавкин Д.Г., Пузанов И.С. *Zhiznennyi tsikl sul'fatvostanavlivaiushchikh bakterii v neftepomyslovym sistemakh Zapadnoi Sibiri* [Life cycle of sulfate-reducing bacteria in the oilfield systems of Western Siberia]. *Нефтяное хозяйство*, 2022, no. 9, pp. 115–120.
15. Дахнова М.В. *Geokhimia sery v svazi s problemoi neftegazonosnosti* [Geochemistry of sulfur in connection with the problem of oil and gas potential]. Dissertation of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences. Moscow, 1999, 172 p.



Жерси Жоссиаш Виланкуло
Иркутский национальный
исследовательский технический
университет
Институт недропользования¹
студент
jegsujossiasvillas@gmail.com



В. В. Четверикова
канд. геол.-мин. наук
Иркутский национальный
исследовательский технический
университет
Институт недропользования¹
кафедра нефтегазового дела
доцент
shulga@istu.edu

Оценка возможности хранения углекислого газа (CO_2) в газоконденсатных месторождениях Панди и Темани (Мозамбик)

¹Россия, 664074, Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Мировая потребность в снижении концентрации CO_2 в атмосфере и обеспечении энергией для удовлетворения постоянно растущего мирового спроса на неё представляет собой неразрешимую социальную проблему. Одной из технологий, которая позволяет одновременно добывать нефть и постоянно удерживать CO_2 в пластах, является добыча нефти или газа с закачкой в пласт CO_2 . Кандидатами на хранения CO_2 обычно являются частично или полностью истощенные нефтяные и газовые месторождения. Месторождения Панди и Темани частично истощены, что делает их хорошими кандидатами для хранения CO_2 . Авторы оценивают способности газовых месторождений Темани и Панди хранить углекислый газ с целью его дальнейшего использования на соседних месторождениях для увеличения нефтеотдачи пластов

Ключевые слова: месторождение Панди и Темани; хранение CO_2 ; остаточное улавливание; формация Груджа; Мозамбик

BМозамбике темпы выбросов CO₂ постоянно возрастают, это в основном связано с нагрузкой, вызываемой энергетической отраслью. Выбросы CO₂ в 2021 г. выросли на 0,612 мегатонны, или 7,62%, по сравнению с 2020 г. [6]. Например, «Mozal» (компания по производству алюминия), «Sasol» (компания по разведке, добыче и переработке углеводородов) и «Cimentos de Moçambique SARL» (производство строительного цемента) сыграли фундаментальную роль в выбросах CO₂. Этот CO₂, выбрасываемый вышеупомянутыми источниками, и многое другое можно собирать или перенаправлять на нефтяные месторождения, тем самым снижая загрязнение атмосферы и повышая производительность нефтяных скважин.

Геологические условия для хранения CO₂
CO₂ находится в сверхкритическом состоянии при температуре выше 31 °C и давлении пласти выше 7,38 Мпа [4]. Поскольку сверхкритический CO₂ более плотный, чем газообразный CO₂, хранение его может быть более эффективным [5]. Более того, геотермический градиент внутри пласта повышается с глубиной, а плотность CO₂ уменьшается по мере увеличения глубины, достигая максимальной плотности 830 кг/м³ на подошве пласта [5]. Поэтому термодинамические условия, в которых находится пласт, очень важны, поскольку они определяют способность его поддерживать CO₂ в сверхкритическом состоянии. Глубины, на которых газоконденсатные месторождения Темани (1120 м) и Панди (1300 м) имеют идеальный геотермический градиент, позволяющий удерживать CO₂ в сверхкритическом состоянии.

Закачка CO₂ может производиться в области, насыщенной водой или газом, таким образом, взаимодействие CO₂ с пластом будет давать разные результаты.

Закачка CO₂ в газоносные горизонты

Одно из доказательств целостности и сохранности является тот факт, что газ, изначально собранный в ловушках, в некоторых случаях не выходил из коллектора в течение многих миллионов лет [2].

Закачка CO₂ в водоносные горизонты

Водоносные горизонты – более жизнеспособные области хранения для потенциального связывания CO₂, с потенциалом хранения до 10 000 Гт CO₂ во всем мире [1]. Существуют три процесса улавливания, которые удерживают молекулы CO₂ в водоносных горизонтах на месте: остаточное улавливание, стратиграф-

ическое улавливание и улавливание минералов [2].

Несмотря на то, что существует неопределенность в отношении экологических последствий хранения CO₂ в водоносных горизонтах, большинство исследований показывают, что неблагоприятные последствия могут быть уменьшены за счет выбора подходящих мест [3]. Подходящие для этой цели водоносные горизонты будут иметь непроницаемую покрышку, препятствующую выбросу закачиваемого CO₂, и высокую проницаемость и пористость ниже покрышки, что позволит равномерно распределять огромные объемы закачиваемого диоксида углерода.

Механизмы захвата в водоносных горизонтах

Остаточное улавливание

Суть этого метода заключается в следующем. Когда сверхкритический CO₂ нагнетается в пласт, он вытесняет жидкость при движении через пористую породу. По мере того, как CO₂ продолжает двигаться, жидкость снова замещает его, но часть CO₂ остается в виде несвязанных или остаточных капель в порах.

Стратиграфическое улавливание

Суть метода уже объяснена в самом его названии. После закачки сверхкритический CO₂ может быть более плавучим, чем другие жидкости, которые могут присутствовать в поровом пространстве. Таким образом, CO₂ будет просачиваться сквозь пористые породы до тех пор, пока не достигнет верхней части пласта, где он встречается с непроницаемым слоем покрывающей породы.

Улавливание минералов

Этот вид улавливания связан с тем, что при растворении CO₂ в воде образуется слабая углекислота. Однако в течение длительного времени эта слабая кислота может вступать в реакцию с минералами в окружающей породе с образованием твердых карбонатных минералов. Этот процесс может быть быстрым или очень медленным (в зависимости от химического состава породы и воды в конкретном месте хранения), но он эффективно связывает CO₂ в породе.

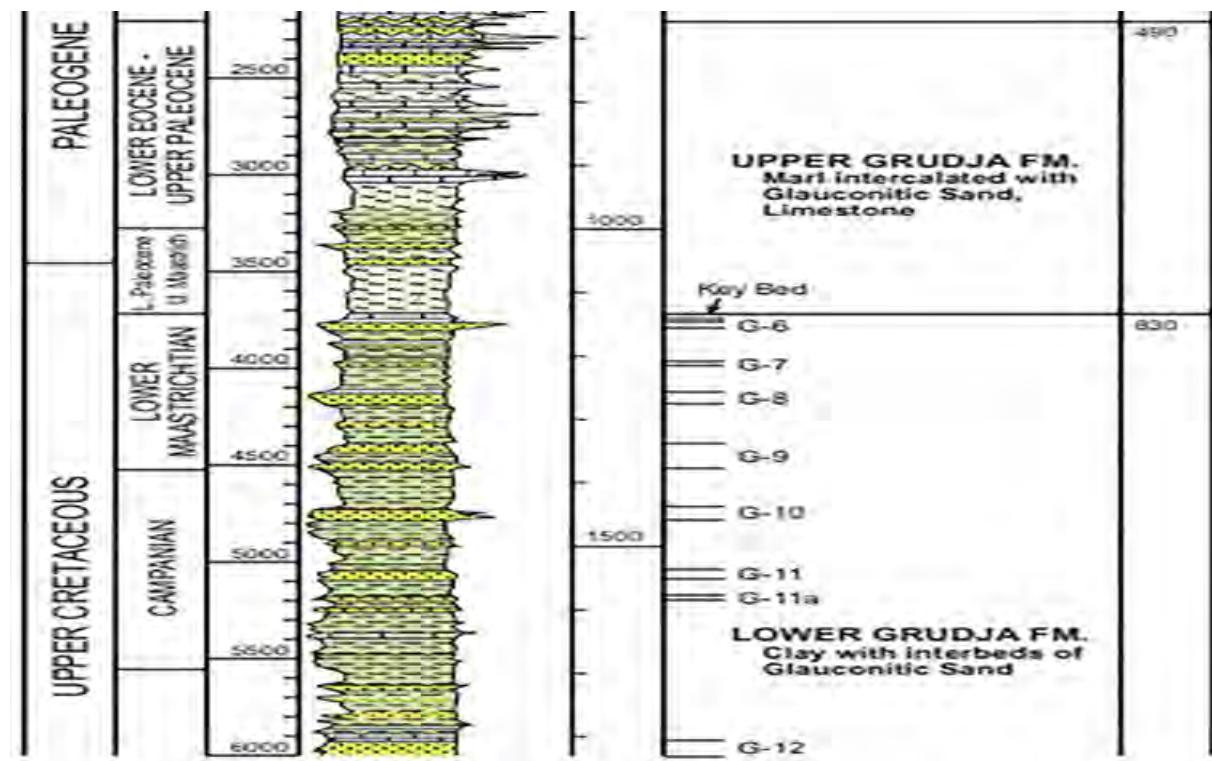
Региональная геология изучаемого участка

В Мозамбике сформировалось несколько поколений осадочных бассейнов. Формирование бассейнов напрямую связано с распадом Гондваны и формированием юго-западной части Индийского океана. На двух из этих бассейнов добывают нефть и газ (бассейны Мозамбик и Ровума).

Мозамбикский бассейн занимает центральную и южную части прибрежной равнины Мозамбика, простираясь на континентальный шельф и склон. Осадочное заполнение сложено верхнеюрскими, меловыми и кайнозойскими породами, залегающими на так называемых вулканитах Кару.

Бассейн Ровума, расположенный на севере Мозамбика, является частью расширенного окраинного бассейна Восточной Африки, включающего части прибрежных равнин и континентальных окраин Танзании и Кении. Фундамент сложен протерозойскими метаморфическими породами и перекрыт отложениями Кару, а также юрскими, меловыми и третичными континентальными и морскими отложениями. Эти бассейны обычно относят к пассивным окраинным процессам. Вскрытие также было связано с позднеюрским/раннемеловым рифтогенезом, который выявлен в Мозамбикском бассейне, формирующем эпизоды бассейна (грабен Шай-Шай и нижний грабен Замбези) и частично в грабене Среднего Замбези. Позднее поднятие и эрозия могли разрушить структуру в других областях (например, грабен Верхнего Замбези в Зимбабве). Исследуемые газоконденсатные месторождения расположены в бассейне Мозамбик.

Рис. 1.
Литологический разрез месторождений Темани и Панди



Стратиграфия горизонта Груджа

Нижняя свита груджа (верхний сенон-нижний маастрихт) литологически представлена глауконит-кварцевыми песчаниками, сланцами и сланцеватыми мергелями, сформировавшимися в условиях мелководного шельфа. Верхнегруджинская свита (верхний маастрихт – нижний эоцен) представлена чередованием глауконит-кварцевых песчаников с прослоями сланцев, мергелей и известняков. Это мелководные морские отложения, обычно распространенные в пределах Мозамбикского бассейна, несогласно залегают на нижних толщах. Горизонты песчаников прерывистые по мощности и залегают крупными линзами.

Панди

Месторождения в Панди (в горизонте груджа) расположены в толще (830 м) от верхнего сенона до маастрикта в нижнегруджинском горизонте, мелководной морской/дельтовой толще, состоящей из глауконитовых песчаников, сланцев и сланцевых мергелей (рис. 2). Выделяется восемь укрупняющихся вверх горизонтов песчаника, они были идентифицированы и пронумерованы сверху вниз – от G-6 до G-11, G-11a и G-12. Песчаник G-6 содержит основную часть разведанных запасов.

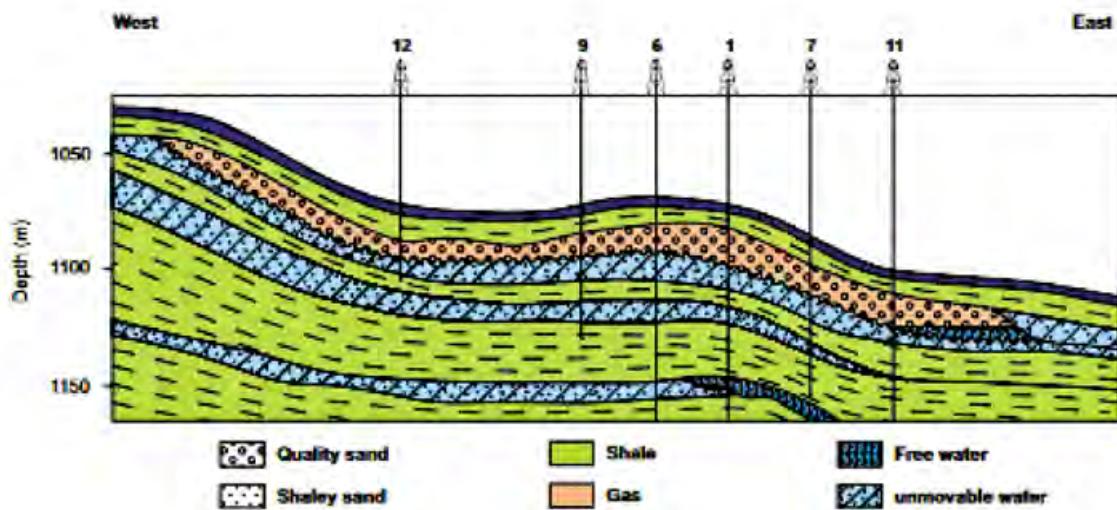


Рис. 2.
Геологический разрез месторождения Панди

Темани

Первая разведка на участке Темане была проведена в 1957 г. – скв. Темани-1. Эта скважина достигла общей глубины 3507 м в формациях нижнего мела. Было вскрыто более десяти коллекторов из песчаника хорошего качества в нижнегруджинской формации.

Оценка емкости хранилища

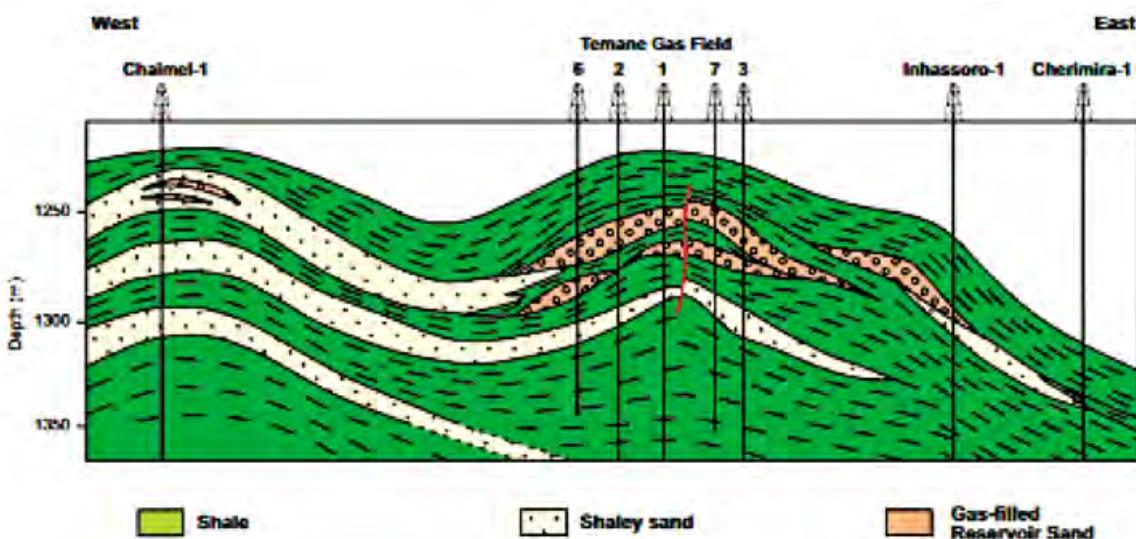
Для оценки емкости хранения углекислого газа в пласте использовался объемный метод. Эта формула учитывает пористость пласта, площадь, эффективную толщину пласта и плотность углекислого газа. Плотность углекислого

газа рассчитывается как функция глубины отложения [4]. На основании данных, приведенных ниже в таблице, была рассчитана емкость хранения углекислого газа для каждого пласта. Объем хранения углекислого газа соответствует 1644 млн м³ и 542,5 млн м³, соответственно, для месторождений Панди и Темани.

$$G_{\text{CO}_2} = A \cdot h \cdot \Phi \cdot \rho \cdot E,$$

где G_{CO_2} – оценка объема углекислого газа; A – площадь пласта; h – эффективная толщина пласта; Φ – пористость пласта; ρ – плотность CO₂; E – эффективность хранения.

Рис. 3.
Геологический разрез месторождения Темани



Месторождение	Глубина, м	Проницаемость, мД	Пористость, %	Эффективная толщина, м	Число скважин	Площадь, м ²
Панди	1120	200–1000	30	10	14	583
Темани	1300	5000	31	5	6	350

Таблица 1.

Средние значения характеристик месторождений Панди и Темани

Выводы

Объем хранения углекислого газа соответствует 1644 млн м³ и 542,5 млн м³ для месторождений Панди и Темани. Учитывая анализ, проведенный на газовых месторождениях Панди и Темани, мы пришли к выводу,

что они являются хорошими кандидатами для хранения газа. Одной из основных задач при реализации такого проекта будет создание инфраструктуры для закачки CO₂, что обычно эквивалентно общим инвестициям в инфраструктуру добычи нефти и газа. **Н**

Литература

- Bachu, S. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. Environ. Geol. 2003, 44, 277–289.
- Pruess, K. Numerical Simulation of Leakage from a Geologic Disposal Reservoir for CO₂, with Transitions between Super-and Sub-Critical Conditions; Lawrence Berkeley National Laboratory: Berkeley, CA, USA, 2003.
- Davis, L.A.; Graham, A.L.; Parker, H.W.; Abbott, J.R.; Ingber, M.S.; Mammoli, A.A.; Mondy, L.A.; Guo, Q.; Abou-Sayed, A. Maximizing Storage Rate and Capacity and insuring the Environmental Integrity of Carbon Dioxide Sequestration in Geological Reservoirs; Texas Tech University: Lubbock, TX, USA, 2005.
- Доронин В.Г. Использование особенностей агрегатных состояний CO₂ для замещения части буферного объема ПХГ и захоронения CO₂ в пористой среде / Тезисы докладов внутренней молодежной научнопрактической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Инновации сегодня и завтра: миссия молодых ученых». Москва: Газпром ВНИИГАЗ. 2016. С. 30.
- Ran, C., Zohar, G., 2013. CO₂ storage capacity assessment in the deep saline aquifers of southern Israel, Energy Procedia 37 (2013), 5118 – 5123.

UDC 622.276.41/42

Jersey Jossias Vilanculo, Student of Institute of Subsoil Use¹ of Irkutsk National Research Technical University, jercyjossiasvilas@gmail.com

V.V. Chetverikova, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Assistant Professor of Department of Oil and Gas Business, Institute of Subsoil Use¹, Irkutsk National Research Technical University, shulga@istu.edu

¹83 Lermontov str., Irkutsk, 664074, Russia.

Assessing the Possibility of Carbon Dioxide (CO₂) Storage in the Pandi and Temani Gas Condensate Fields (Mozambique)

Abstract. The global need to reduce the concentration of CO₂ in the atmosphere and provide energy to meet the ever-increasing global demand for it is an insoluble social problem. One technology that can simultaneously produce oil and permanently retain CO₂ in reservoirs is CO₂-injected oil or gas production. Candidates for CO₂ storage are usually partially or completely depleted oil and gas fields. The Pandi and Temani fields are partially depleted, making them good candidates for CO₂ storage. The authors evaluate the ability of the Temani and Pandi gas fields to store carbon dioxide with a view to its long-term use in neighboring fields to increase oil recovery.

Keywords: Pandi and Temani field; CO₂ storage; residual capture; Grudja formation; Mozambique.

References

- Bachu, S. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. Environ. Geol. 2003, 44, 277–289.
- Pruess, K. Numerical Simulation of Leakage from a Geologic Disposal Reservoir for CO₂, with Transitions between Super-and Sub-Critical Conditions; Lawrence Berkeley National Laboratory: Berkeley, CA, USA, 2003.
- Davis, L.A.; Graham, A.L.; Parker, H.W.; Abbott, J.R.; Ingber, M.S.; Mammoli, A.A.; Mondy, L.A.; Guo, Q.; Abou-Sayed, A. Maximizing Storage Rate and Capacity and insuring the Environmental Integrity of Carbon Dioxide Sequestration in Geological Reservoirs; Texas Tech University: Lubbock, TX, USA, 2005.
- Dorokhin V.G. Использование особенностей агрегатных состояний CO₂ для замещения части буферного объема ПХГ и захоронения CO₂ в пористой среде [Using the features of CO₂ aggregate states to replace part of the UGS buffer volume and CO₂ disposal in a porous medium]. *Tezisy dokladov vnutrennei molodeznoi nauchnoprakticheskoi konferentsii OOO «Gazprom VNIIGAZ» «Innovatsii segodnia i zavtra: missii molodykh uchenykh»* [Abstracts of reports of the internal youth scientific-practical conference of Gazprom VNIIGAZ LLC “Innovations today and tomorrow: the mission of young scientists.”]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2016, 30 p.
- Ran, C., Zohar, G., 2013. CO₂ storage capacity assessment in the deep saline aquifers of southern Israel, Energy Procedia 37 (2013), 5118 – 5123.



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Декарбонизация в мире и РФ. Тренды, запрос индустрии, стандартизация.
- Технико-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добывающие комплексы. Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftgaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.

23-24 мая

2023 года

Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftgaz.org

www.forumneftgaz.org





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



А.В. Кузьмичева
ПАО «ЛУКОЙЛ»¹
отдел запасов нефти и газа
главный специалист
Anastasiya.V.Kuzmicheva@lukoil.com



Е.В. Погониццева
ПАО «ЛУКОЙЛ»¹
отдел запасов нефти и газа
главный специалист
Elena.Pogonitscheva@lukoil.com



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

Актуальные вопросы по совершенствованию нормативной базы в сфере недропользования

¹Россия, 101000, Москва, Сретенский бульвар, 11.

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 143а

В статье приведены актуальные вопросы, касающиеся нормативных документов по подсчету запасов углеводородов и проектирования, создания нового классификатора ТриЗ, увязки регламентирующих документов и совершенствованию межведомственного взаимодействия, а также предложения по совершенствованию нормативной базы в сфере недропользования

Ключевые слова: нормативно-правовые документы; нефтегазонасыщенность; подсчет запасов; проектно-технологический документ; растворенный газ; коэффициент извлечения растворенного газа; межфлюидный контакт; классификатор; ТриЗ; налоговое стимулирование; отчеты; унификация; фонды геологической информации; личный кабинет недропользователя

В

ведение новой Классификации запасов углеводородного сырья 2013 г. [1] и проведение актуализации запасов УВС в 2016–2021 гг. положило начало процессу пересмотра всей норматив-

но-правовой базы. Существующие отраслевые документы в массе своей наследуют еще советские подходы, что, с одной стороны, обеспечивает преемственность лучших традиций в области геологоразведки, однако изменение

в классификации запасов влечет необходимость актуализации связанных нормативных документов, регламентирующих вопросы подсчета запасов и проектирования разработки, стадийности геологоразведочных работ, отчетности для сдачи геологической информации и др. Отдельно стоит обратить внимание, что развитие технологий разработки объектов приводит к изменению представлений о геологических и извлекаемых запасах, а также о трудноизвлекаемых запасах.

Компанией «ЛУКОЙЛ» подготовлены предложения по актуализации нормативных документов, регулирующих вопросы выполнения подсчета запасов углеводородов и составления проектно-технологических документов, а также в целом предложения по систематизации накопленного опыта и необходимости приведения нормативных документов в соответствие с современными реалиями.

Подсчет запасов УВС

По итогам 2022 г. основные вопросы в части подсчета запасов УВС при экспертизе запасов месторождений Группы «ЛУКОЙЛ» были связаны с методикой расчета коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг), определением извлекаемых запасов растворенного газа (РГ) и различным толкованием определения типа межфлюидного контакта. Представляется целесообразным разработать единые подходы к решению этих вопросов и учесть их при актуализации Методических рекомендаций.

В 2020 г. на ЭТС ГКЗ были рассмотрены и рекомендованы к использованию методические рекомендации по определению коэффициента

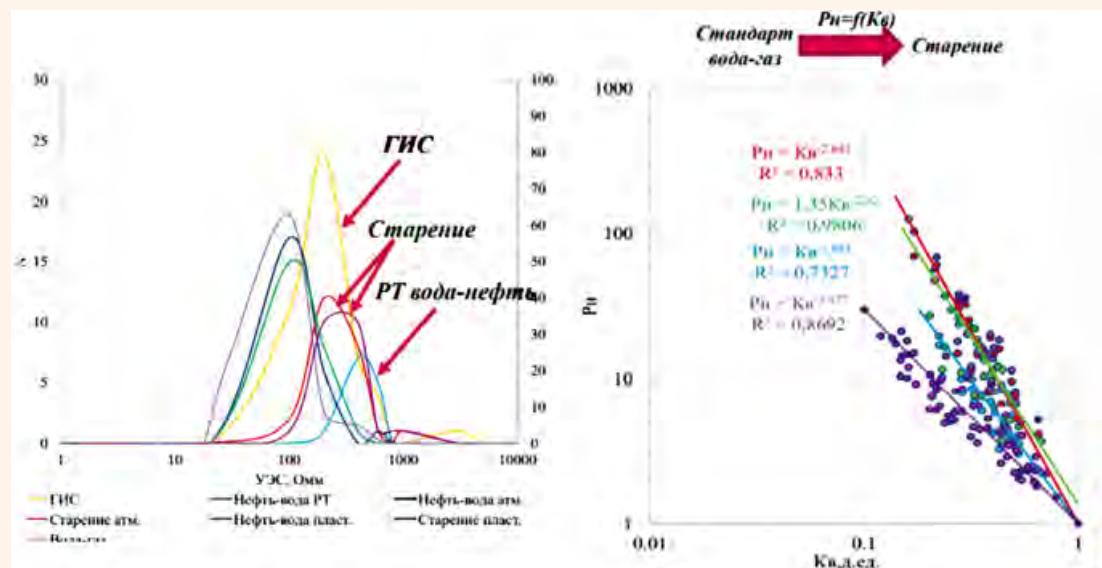
нефтегазонасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [2]. Авторами была предложена методика специальных исследований керна негидрофильных пород, включающая «мягкую экстракцию» для возможного сохранения поверхностных свойств, построение зависимости Рп-Кп с учетом пластовых условий, построение зависимостей Рн-Кв для систем «вода – газ», «вода – нефть» и после процедуры «старения керна» (восстановления поверхностных свойств пород при полном насыщении образцов нефтью).

В настоящее время для обоснования петрофизических зависимостей «Рн-Кв» применяется единая стандартная технология исследований как гидрофильных, так и гидрофобных пород, включающая экстракцию сильными растворителями с подогревом. Такая технология приводит к упрощению строения структуры порового пространства за счет частичного уничтожения пленок нефти на поверхности негидрофильной породы и неконтролируемому изменению типа смачиваемости. Искусственная гидрофилизация исходно гидрофобных пород в процессе исследования керна приводит к искажению связей «Рн-Кв» и к неоправданно высоким значениям Кнг по ГИС.

При проведении экспериментов по «старению» образцов керна выполняются замеры УЭС и текущие Кв, по результатам которых получают серию зависимостей «Рн-Кв» с возрастающими показателями степени «n» (на рис. 1 «n» изменяется от 1,477 до 2,6). Использование зависимо-

Рис. 1.

Зависимость Рн-Кв при разных видах исследования керна



стей «Рн-Кв» с различными значениями экспоненты насыщенности «п», очевидно, приводит к расхождениям в оценке значений Кнг, которые могут уменьшиться в среднем на 10– 17% абс. или 11–20% отн. по сравнению с определениями по стандартной методике.

С целью корректного учета свойств пород при определении Кнг для подсчета запасов УВС предлагаем включить в регламентирующие документы рекомендации по применению новых методических подходов к исследованию керна и определению Кнг, в том числе с учетом опыта, накопленного Компанией «ЛУКОЙЛ».

Определение извлекаемых запасов растворенного газа на разрабатываемых нефтяных месторождениях остается актуальным вопросом в условиях превышения текущего газового фактора над утвержденным значением газосодержания. Превышение фактической накопленной добычи растворенного газа над прогнозным уровнем, рассчитанным через лабораторное значение газосодержания и накопленную добычу нефти, приводит к необеспеченности добычи растворенного газа остаточными запасами.

Оперативным решением проблемы обеспеченности добычи растворенного газа ФБУ «ГКЗ» является существующая экспресс-методика определения условного или расчетного газосодержания, которая на текущий момент представляется единственным возможным решением, чтобы привести в соответствие накопленную добычу и извлекаемые запасы растворенного газа без выполнения сложных и дорогих расчетов на моделях.

$$\Gamma \cdot Q_{\text{ост.извл.нефти}} = Q_{\text{ост.извл.раств.газа}}$$
$$r = (Q_{\text{ост.извл.раств.газа}} + q_{\text{раств.газа}})/Q_{\text{нач. извл.нефти}}$$

При этом экспресс-методика достаточно реально отражает особенности разработки залежи, поскольку опирается на фактические данные. В то же время возможность использования данной методики не включена в нормативные документы.

В 2022 г. ФБУ «ГКЗ» рекомендовано рассчитывать извлекаемые запасы растворенного газа через коэффициент извлечения растворенного газа (КИРГ), определенный по результатам трехмерного гидродинамического моделирования (ГДМ). Параметр КИРГ включен в утвержденный макет таблиц, входящих в экспертное заключение государственной экспертизы, а также в проект Требований по представлению материалов по подсчету запасов УВС, новая редакция которых рассматривалась на ЭТС ГКЗ в 2022 г.

Временная методика расчета КИРГ принята ЭТС ГКЗ в 2018 г. [3] и рекомендована для апро-

бации на месторождениях ПАО «Газпром нефть» с дальнейшей доработкой методики.

Необходимо отметить следующие ограничивающие условия для применения временной методики определения КИРГ:

– применимость к недавно введённым в разработку месторождениям. Методика предусматривает соблюдение требований по настройке на историю по годовой добыче растворенного газа, которая до начала внедрения системы его учета [4] носит весьма условный характер, поскольку рассчитывалась либо через утвержденное газосодержание, либо через текущий газовый фактор, вследствие чего наблюдается невоспроизводимость настройки на историю, требующей трудозатратной «ручной» настройки, из-за чего полученные результаты становятся нефизичными, и соответственно, польза их невысока;

– методика предусматривает создание трехфазных моделей фильтрации (нефть, газ, вода), для которых необходимо наличие определений ОФП (в системе «нефть – газ») и подготовка PVT-моделей. Ограничение в количестве исследований ОФП по газу и объема имеющихся исследований глубинных проб по ряду месторождений, зачастую не позволяет построить необходимую PVT-модель;

– проведенные проектным институтом Компании тестовые расчеты на ГДМ показали, что при переходе с двухфазной модели на трехфазную происходит увеличение времени расчета в 2,5–7 раз, что делает весьма затруднительным или невозможным соблюдение существующих сроков выполнения ПТД. Также существенно растет занимаемый объем на дисковом пространстве вычислительных мощностей.

Учитывая изложенное, представляется достаточно проблематичным и преждевременным выполнение рекомендации экспертов ГКЗ по расчету КИРГ на ГДМ. Целесообразность использования данной методики возможна только для отдельных случаев.

Предлагается закрепить в нормативных документах возможность использования упрощенной методики для оценки извлекаемых запасов растворенного газа в случае возникновения проблемы обеспеченности добычи до момента разработки и утверждения единой методики расчета КИРГ.

С введением новой Классификации запасов УВС из нормативных документов исключен ранее широко распространенный термин «условный водонефтяной контакт» (увНК). Текущее использование термина «условный подсчетный уровень» (УПУ) объединяет максимально широкий диапазон разных вариантов и порой проти-

воречит прежнему смыслу, когда УПУ применяли только для случаев отсутствия информации о водоносной части разреза.

За время переходного периода в ходе актуализации запасов многие залежи в процессе экспертизы меняли названия с ВНК и уВНК на УПУ, и наоборот. Можно выделить так называемые классические и спорные случаи использования термина УПУ:

Классические случаи использования термина УПУ:

- ограничение залежи по замыкающей изогипсе;
- нижняя отметка насыщенного УВ коллектора.

Спорные случаи отнесения межфлюидных контактов к УПУ:

- вскрыт водонасыщенный по данным ГИС коллектор ниже интервала с доказанной нефтеносностью – контакт по ГИС принимается как УПУ;
- насыщение по данным ГИС неясно (тонкослоистый коллектор, карбонаты) – при опробовании получены смешанные притоки УВ и воды;
- наличие интервала неопределенности между нижней отметкой коллектора с доказанной нефтеносностью и кровлей водоносного коллектора.

Ограничение залежи УПУ вызывает вопросы к корректности отнесения запасов УВС к категории А до границ залежи в соответствии с действующими Методическими рекомендациями [5], т.к. выделение категории А до условной границы не соответствует степени изученности.

Предлагается конкретизировать использование термина УПУ в нормативных документах

или рассмотреть возможность возвращения понятия «условный ВНК».

Проектирование разработки месторождений УВС

Действующие положения нормативно-правовых документов в части разработки месторождений УВС максимально унифицированы для удобства всех недропользователей. Исходя из практики подготовки проектно-технологических документов (ПТД), представляется целесообразным дополнительно оптимизировать и упростить процесс государственной экспертизы и трудозатраты недропользователя.

К примеру, предлагаем рассмотреть вопрос о возвращении проекта пробной эксплуатации (ППЭ) скважины для многопластовых, многозалежных разрабатываемых месторождений, где по результатам геологоразведочных работ открыты новые локальные залежи (*рис. 2*). При этом разработка месторождения осуществляется на основании технологической схемы без отклонения фактических показателей разработки от проектных. Составление ППЭ на скважину с целью оценки продуктивности и добывчного потенциала новой залежи позволит получить необходимую геолого-промышленную информацию для последующего составления актуального ПТД.

Еще одним вопросом, затрагивающим нормативные документы как в области разработки, так и подсчета запасов, являются особенности составления первого проектного документа на морских месторождениях, запасы УВС которых прошли государственную экспертизу и поставлены на Госбаланс. При выполнении первого ОПЗ обобщен весь накопленный на стадии разведки объем геологической информации, доля промышленных запасов значительно превышает 30% (достигает 60%).

Согласно действующим Правилам [6–7], представление на государственную экспертизу первой технологической схемы разработки (TCP) возможно только совместно с подсчетом запасов. Морские месторождения по величине запасов часто являются крупными, отсюда следует формальная необходимость представления отчета по подсчету запасов, несмотря на отсутствие новой геолого-технологической информации, т.к. вся ранее полученная информация уже была учтена при постановке запасов на Госбаланс.

Предлагается для морских месторождений предусмотреть в нормативных документах возможность представления на госэкспертизу TCP совместно с оперативным изменением запасов для актуализации категорий и перевода в раз-

Рис. 2.

Схема совмещенных контуров продуктивных пластов разрабатываемого месторождения



работываемые вне зависимости от величины месторождения.

Кроме этого, предлагается внести в Правила подготовки технических проектов разработки месторождений УВС [7] изменения, направленные на унификацию таблиц сравнения Проект-Факт, Госплан и ТЭП в Правилах и в макете Протокола ЦКР, и разработать регламентные таблицы, отражающие расчет с учетом НДД.

Вопрос актуализации нормативной документации в области контроля за разработкой в части сокращения периодичности замеров пластового давления (Рпл) при полном охвате фонда был озвучен Компанией в 2022 г. на конференции им. Е.Г. Коваленко – в настоящее время руководящий документ (РД) «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений» [8] находится в процессе актуализации.

В связи с этим предлагается на период актуализации РД предоставить недропользователю возможность использовать научно обоснованные опорные сети при проведении замеров Рпл с периодичностью замеров 1 раз в год, а ЦКР при согласовании ПТД учесть данное предложение по требованиям к периодичности замеров с учетом полного охвата фонда скважин.

Трудноизвлекаемые запасы УВС

Отдельно необходимо коснуться темы трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), нормативные документы по которым были приняты в 1998 г. (приказ Минприроды № 41 от 13.02.1998 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» [9] и Классификатор ТриЗ [10], разработанный Э.М. Халимовым и коллективом авторов для практического применения некоторых статей Закона РФ «О недрах»). На основании этих документов формировалась законодательная база РФ и разрабатывались принципы налогового стимулирования в части ТриЗ.

Согласно первому документу, к ТриЗ относятся запасы нефти, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, подгазовые части тонких нефтяных оторочек и запасы периферийных частей залежей с малой нефтенасыщенной толщиной. Второй документ классифицирует запасы нефти по сложности извлечения и содержит широкий диапазон критериев отнесения к ТриЗ.

Следует отметить, что за прошедшие 25 лет многие классы ТриЗ, перечисленные в Классификаторе 1998 г., успешно и экономически эффективно разрабатываются с применением современных технологий. Например, вязкость

нефти 30 мПа·с больше не считается аномально высокой, а значение проницаемости 50 мД вполне достаточно для ведения добычи. Очевидно, что данный Классификатор требует актуализации в соответствии с современными технологическими возможностями.

Несмотря на то, что критерии налогового стимулирования разрабатывались с учетом Классификатора, многие классы ТриЗ в настоящее время не имеют налоговых льгот. Не включены залежи УВС, содержащие агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ) в количествах, требующих специального оборудования и технологий работ при бурении скважин и добыве нефти, низкопроницаемые коллекторы в диапазоне проницаемости 2–5 мД, подгазовые залежи. Разработка таких запасов зачастую экономически неэффективна.

Парадоксальная ситуация сложилась с высоковязкой и сверхвязкой нефтью – с 2020 г. исключены льготы на добывчу нефти вязкостью более 200 мПа·с, несмотря на то, что для извлечения сверхвязкой нефти Компанией используются энергоемкие методы извлечения.

В настоящее время на государственном уровне ведется большая работа по рассмотрению вопросов стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов, и частью этой работы является создание нового Классификатора ТриЗ. По нашему мнению, Классификатор должен охватывать весь объем нерентабельных запасов, определенных по результатам государственной экспертизы. Необходимо разработать общие критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым с учетом геологических, технологических, экономических факторов, и на базе актуального Классификатора разработать предложения для внесения изменений в Налоговый кодекс РФ. По нашему мнению, новый Классификатор ТриЗ должен обеспечивать равные возможности доступа к льготному налогообложению всем недропользователям.

Комплексный подход к решению проблем извлечения ТриЗ несомненно будет способствовать развитию существующей минерально-сырьевой базы и технологий по их извлечению, накоплению компетенций разработки ТриЗ, загрузке существующей инфраструктуры в традиционных регионах добычи, социально-экономическому развитию моногородов, а также загрузке и развитию смежных отраслей.

Взаимодействие с государственными органами

Всеобщая тенденция цифровизации открывает новые возможности взаимодействия – так, несомненным плюсом стало внедрение лич-

Приказ №564 (Требования к материалам ПЗ)	ГОСТ 53579-2009
-	Геологическое задание
-	Сведения о терминах
Объем книги 200 страниц	Объем книги 300 страниц
Текстовые приложения, Табличные приложения	Текстовые приложения
Сквозная нумерация глав текста	Нумерация глав начинается с текстовой части отчета

Рис. 3.
Расхождения в требованиях к оформлению отчета в регламентирующих документах

ного кабинета недропользователя, что значительно упростило обмен документами между недропользователями, ФБУ «ГКЗ» и Росгеолфондом.

Актуальным вопросом в 2022 г. стало представление отчетов по подсчетам запасов УВС в фонды геологической информации после утверждения экспернского заключения и получения протокола Роснедра. Отчет необходимо сдать в фонды геологической информации: федеральный (Росгеолфонд) и территориальный, с обязательным указанием номера государственной регистрации работ по геологическому изучению недр (ГИН). Недропользователь направляет отчет во все фонды геологической информации самостоятельно, причем как в бумажном виде, так и в электронном посредством сайта Единого фонда геологической информации (ЕФГИ).

Внедрение Требований к составлению отчета по подсчету запасов [11], а также необходимость соответствия названия отчета виду работ, предусмотренных постановлением Правительства РФ № 69 от 11.02.2005 [12] привело к расхождению структуры, состава и названия представляемого на экспертизу отчета по ПЗ требованиям к представлению отчета в фонды геологической информации, которые регламентируются приказом Минприроды России № 54 от 29.02.2016 [13] и ГОСТ Р 53579-2009 [14] (рис. 3).

Таким образом, недропользователь не имеет возможности сдать утвержденный отчет в фонды посредством выгрузки из личного кабинета недропользователя, а вынужден переделывать отчет, включая количество листов в книгах и штампы графических приложений. С целью сокращения трудозатрат и экономии ресурсов, логичной реализации принципов цифровизации, предлагается унифицировать требования к материалам отчетов по подсчету запасов УВС в нормативных документах всех ведомств.

Также стоит рассмотреть вопрос о возможности объединения геологической информации при сдаче в фонды по месторождению, расположенному в пределах двух и более участков недр, для каждого из которых составлен собственный проект ГИН. В этом случае представление в фонды одного отчета не допускается приказом Минприроды России № 216 от 04.05.2016 [15]. Представление двух копий одного отчета, различающихся только номерами ГИН, на наш взгляд, нерационально использует ресурс фондов. Современные возможности ведения электронных картотек позволяют пересмотреть эти требования. Решением вопроса стала бы отмена обязательства представления отчетов в фонды в бумажном виде, как это было реализовано с 2022 г. при сдаче статистической отчетности.

Нельзя не отметить, что многие вопросы уже озвучивались неоднократно: это новый макет Госбаланса (увязанный с НКЗ), необходимость увязки сроков представления отчетности ГИС ТЭК со сроками сдачи формы статотчетности № 6-гр, взаимодействие с фондами геологической информации, внедрение принципа «одного окна» в части запасов УВС для взаимодействия Минприроды и Минэнерго без привлечения недропользователей. Эти вопросы зачастую выходят за пределы компетенции ФБУ «ГКЗ» и Роснедра, однако, полагаем, что их решение упростит работу с запасами УВС на разных уровнях и как следствие – ускорит процесс принятия решений.

Выводы

Прошедший год работы после перехода на новую Классификацию запасов позволил Государственной комиссии по запасам и недропользователям получить новый опыт и актуализировать ряд нормативных документов. Компания ЛУКОЙЛ благодарит ФБУ «ГКЗ» за возможность выражать свое мнение на разных площадках и участвовать в обсуждении проектов новых документов.

Сформированы главные нормативно-правовые документы по НКЗ, подсчету запасов и проектированию, но еще необходимо провести актуализацию смежных нормативных документов, таких как Классификатор ТрИЗ [10], Положение об этапах и стадиях ГРР [16] и др., для формирования единого нормативного поля.

Для успешного решения данной задачи необходимо продолжать конструктивный диалог между ФБУ «ГКЗ», Роснедра, Росгеолфонда, Минприроды, Минэнерго с участием недропользователей. **❶**

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 477 от 01.11.2013). Доступно на: <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (обращение 22.02.2023).
2. Протокол № 32 заседания секции УВС ЭТС ГКЗ от 01.12.2020. Методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Доступно на: <https://goo.su/DG9q> (обращение 22.02.2023).
3. Протокол ЭТС ГКЗ № 11 от 18.09.2018. Временный методический подход к обоснованию извлекаемых запасов растворенного газа для эксплуатационных объектов месторождений УВС группы компаний ПАО «Газпром нефть». Доступно на: <https://goo.su/oQZm3> (обращение 22.02.2023).
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2013 № 961 «Об утверждении Правил учета газа». Доступно на: <https://base.garant.ru/70651134/> (обращение 22.02.2023).
5. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена Распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 3-Р от 01.02.2016). Доступно на: <https://goo.su/F74dk> (обращение 22.02.2023).
6. Правила разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 14.06.2016 № 356). Доступно на: <https://base.garant.ru/71475396/> (обращение 22.02.2023).
7. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 № 639). Доступно на: <https://base.garant.ru/72804616/> (обращение 22.02.2023).
8. РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтегазовых месторождений» (утвержден приказом Минэнерго России от 05.02.2002 № 30). Доступно на: <https://base.garant.ru/5370006/> (обращение 22.02.2023).
9. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 41 от 13.02.1998 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых». Доступно на: <https://docs.cntd.ru/document/901797072> (обращение 22.02.2023).
10. Классификатор ТрИЗ. Утвержден заместителем министра топлива и энергетики РФ В.З. Гариповым 12.02.1998.
11. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 564 от 28.12.2015). Доступно на: <https://goo.su/CW1PW4G> м (обращение 22.02.2023).
12. 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 22.02.2023).
13. Требования к содержанию геологической информации о недрах и форма ее представления (утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 54 от 29.02.2016). Доступно на: <https://base.garant.ru/71363082/> (обращение 22.02.2023).
14. ГОСТ Р 53579-2009 «Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению» (приказ Ростехрегулирования от 15.12.2009 № 877-ст). Доступно на: <https://base.garant.ru/2173355/> (обращение 22.02.2023).
15. Приказ Минприроды № 216 от 04.05.2016 «Об утверждении Порядка представления геологической информации о недрах в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, фонды геологической информации субъектов РФ». Доступно на: <https://goo.su/pQqW> (обращение 22.02.2023).
16. Положение о стадиях и этапах геологоразведочных работ (утверждено приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 07.02.2001 № 126). Доступно на: <https://base.garant.ru/375980/> (обращение 22.02.2023).

UDC 553.04

I.I. Garifullin, Head of Department of Oil and Gas Reserves, PJSC LUKOIL¹, Ilfat.Garifullin@lukoil.com

A.V. Kuzmicheva, Chief Specialist of Department of Oil and Gas Reserves, PJSC LUKOIL¹, Anastasia.V.Kuzmicheva@lukoil.com

E.V. Pogonishcheva, Chief Specialist of Department of Oil and Gas Reserves, PJSC LUKOIL¹, Elena.Pogonischeva@lukoil.com

T.V. Ivanenko, Chief Specialist of Development project support Department of KogalymNIPIneft² (Branch of OOO LUKOIL-Engineering), Tatyana.V.Ivanenko@lukoil.com

¹11 Sretensky boulevard, Moscow, 101000, Russia.

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

Topical issues on improving the regulatory framework in the field of subsoil use

Abstract. The article presents topical issues related to regulatory documents for calculating hydrocarbon reserves and design, creating a new classifier of TRIZ, linking regulatory documents and improving interagency cooperation, as well as proposals for improving the regulatory framework in the field of subsoil use.

Keywords: legal documents; oil and gas saturation; stock calculation; design and technological document; dissolved gas; dissolved gas recovery factor; interfluid contact; classifier; TRIZ; tax incentives; reports; unification; funds of geological information; subsoil user's personal account.

References

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 477 от 01.11.2013) [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 477 dated November 1, 2013)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (accessed 22 February 2023).

2. *Protokol № 32 zasedaniia sektsii UVS ETS GKZ ot 01.12.2020. Metodicheskie rekomendatsii po opredeleniu koeffitsienta neftenasyshchennosti negidrofil'nykh kollektorov pri podschete zapasov nefti mestorozhdenii OOO «LUKOIL-Komi» v Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsiy»* [Minutes No. 32 of the meeting of the UVS ETS GKZ section dated 01.12.2020. Guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil reserves of the fields of OOO LUKOIL-Komi in the Timano-Pechora oil and gas province]. Available at: <https://goo.su/DG9q> (accessed 22 February 2023).
3. *Protokol ETS GKZ № 11 ot 18.09.2018. Vremennyi metodicheskii podkhod k obosnovaniyu izvlekaemykh zapasov rastvorennoogo gaza dlia ekspluatatsionnykh ob'ektorov mestorozhdenii UVS gruppy kompanii PAO «Gazprom neft»* [Minutes of ETS GKZ No. 11 dated September 18, 2018. Temporary Methodological Approach to Substantiation of Recoverable Dissolved Gas Reserves for Production Facilities of Hydrocarbon Fields of the Gazprom Neft PJSC Group of Companies]. Available at: <https://goo.su/oQZm3> (accessed 22 February 2023).
4. *Prikaz Ministerstva energetiki RF ot 30.12.2013 № 961 «Ob utverzhdenii Pravil ucheta gaza»* [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated December 30, 2013 No. 961 “On Approval of the Gas Accounting Rules”]. Available at: <https://base.garant.ru/70651134/> (accessed 22 February 2023).
5. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov (utverzhdena Rasporiazheniem Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF № 3-R ot 01.02.2016)* [Methodological recommendations for the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by the Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 3-R dated February 1, 2016)]. Available at: <https://goo.su/F74dk> (accessed 22 February 2023).
6. *Pravila razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya (utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF ot 14.06.2016 № 356)* [Rules for the development of hydrocarbon deposits (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation of June 14, 2016 No. 356)]. Available at: <https://base.garant.ru/71475396/> (accessed 22 February 2023).
7. *Pravila podgotovki tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya (utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF ot 20.09.2019 № 639)* [Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation of September 20, 2019 No. 639)]. Available at: <https://base.garant.ru/72804616/> (accessed 22 February 2023).
8. *RD 153-39.0-109-01 «Kompleksirovaniye i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovanii neftegazovykh mestorozhdenii» (utverzhden prikazom Minenergo Rossii ot 05.02.2002 № 30)* [RD 153-39.0-109-01 “Complexity and stages of performing geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields” (approved by order of the Ministry of Energy of Russia dated 05.02.2002 No. 30)]. Available at: <https://base.garant.ru/5370006/> (accessed 22 February 2023).
9. *Prikaz Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF № 41 ot 13.02.1998 «O vremennykh kriteriakh otneseniia zapasov nefti k kategorii trudnoizvlekaemykh»* [Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 41 dated February 13, 1998 “On temporary criteria for classifying oil reserves as hard-to-recover”]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/901797072> (accessed 22 February 2023).
10. *Klassifikator TrIZ. Utverzhden zamestitelem ministra topliva i energetiki RF V.Z. Garipovym 12.02.1998* [Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 41 dated February 13, 1998 “On temporary criteria for classifying oil reserves as hard-to-recover”].
11. *Trebovaniia k sostavu i pravilam oformleniya predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po podschetu zapasov nefti i goriuchikh gazov (utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF № 564 ot 28.12.2015)* [Requirements for the composition and rules of execution of materials submitted for state examination on the calculation of oil and combustible gas reserves (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 564 of December 28, 2015)]. Available at: <https://goo.su/CW1PW4G> (accessed 22 February 2023).
12. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 11.02.2005 № 69 «O gosudarstvennoi ekspertize zapasov poleznykh iskopaemykh i podzemnykh vod, geologicheskoi informatsii o predstavliaemykh v pol'zovaniye 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 the state examination 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 22 February 2023).
13. *Trebovaniia k soderzhaniiu geologicheskoi informatsii o nedrakh i forma ee predstavleniya (utverzhdeny prikazom Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF № 54 ot 29.02.2016)* [Requirements for the content of geological information on the subsoil and the form of its presentation (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 54 dated February 29, 2016)]. Available at: <https://base.garant.ru/71363082/> (accessed 22 February 2023).
14. *GOST R 53579-2009 «Otchet o geologicheskem izuchenii nedr. Obshchie trebovaniia k soderzhaniiu i oformleniiu» (prikladnoe Rostekhregulirovaniye ot 15.12.2009 № 877-st)* [GOST R 53579-2009 “Report on the geological study of the subsoil. General requirements for content and design” (Order of Rostekhregulirovaniye dated December 15, 2009 No. 877-st)]. Available at: <https://base.garant.ru/2173355/> (accessed 22 February 2023).
15. *Prikaz Minprirody № 216 ot 04.05.2016 «Ob utverzhdenii Poriadka predstavleniya geologicheskoi informatsii o nedrakh v federal'nyi fond geologicheskoi informatsii o ego territorial'nye fondy, fondy geologicheskoi informatsii sub'ektorov RF»* [Order of the Ministry of Natural Resources No. 216 dated May 4, 2016 “On Approval of the Procedure for Submitting Geological Information on Subsoil to the Federal Geological Information Fund and its Territorial Funds, Geological Information Funds of the Subjects of the Russian Federation”]. Available at: <https://goo.su/pQqW> (accessed 22 February 2023).
16. *Polozhenie o stadiakh i etapakh geologorazvedochnykh rabot (utverzhdeno prikazom Ministerstva prirodykh resursov i ekologii RF ot 07.02.2001 № 126)* [Regulations on the stages and stages of geological exploration (approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation of February 7, 2001 No. 126)]. Available at: <https://base.garant.ru/375980/> (accessed 22 February 2023).



А.В. Соколов
канд. геол.-мин. наук
ООО «ПЕТРОГЕКО»
директор по геологоразведке
sokolov@petrogeco.ru

О целесообразности внесения изменений и дополнений в формулировки некоторых терминов и понятий в действующую классификацию запасов

¹Россия, 628606, ХМАО-Югра, Нижневартовск, ул. Самотлорная, 20.

Автор обосновывает предложения по внесению изменений и дополнений в тексты действующей классификации запасов и методических рекомендаций

Ключевые слова: нефть; газ; подсчет запасов; оперативный подсчет запасов; категория запасов; залежь; месторождение; категория С3 – предварительно оцененная; признание факта открытия месторождения без спуска колонны; ограничения применения объемной формулы подсчета запасов

С 2016 г., когда началась практическая реализация действующей классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [1] (далее – Классификация), прошло более 6 лет. Разумеется, практический опыт ее реализации показал необходимость либо уточнения некоторых терминов, либо введение в оборот новых формулировок и это, по мнению автора, позволит исключить разные толкования Классификации и устраниТЬ неоднозначные решения. По глубокому убеждению автора настоящей статьи, оперативное устранение описанных ниже проблем, снижающих эффективность применения Классификации, улучшит качество экспертизы запасов УВС. Глоссарий

Можно долго удивляться, почему это произошло, но, к сожалению, в этом важнейшем документе отсутствует словарь специализированных терминов и понятий, с толкованием, комментариями и примерами. В итоге многие спорные моменты, возникающие из-за этого в процессе государственной экспертизы запасов УВС, могут трактоваться по-разному участниками процесса экспертизы – сотрудниками ГКЗ, экспертами, недропользователями, авторами отчета по подсчету запасов.

Необходимо, насколько возможно быстро, **добавить в Классификацию глоссарий терминов и понятий.**

«Подсчет запасов» и «Оперативное изменение состояния запасов»

В п. 68 и 69 «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (далее – Методические рекомендации) встречаются эти два понятия. Однако отсутствуют разъяснения, что понимать под этими терминами? В чем их сходство и различие? Как показывает практика, отличаются эти два вида экспертиз лишь возможностью представления либо всех подсчетных объектов (в первом случае), либо выборочных объектов, где произошло изменение запасов (во втором случае). Существенных различий в методике подсчета запасов УВС, обосновании подсчетных параметров, в применении правил классификации запасов – геометризации границ категорий, присвоении статуса категории запасов и т.д. для этих двух случаев нет.

В этой связи предлагается **исключить из Методических рекомендаций термин «Оперативный подсчет запасов».**

«Утвержденные» геологические запасы

В п. 68 и 69 Методических рекомендаций упоминается это понятие. Аналогично предыдущему

определению, разъяснения не приводятся – что есть «утверждение» и относительно чего считать утверждение состоявшимся?

В результате многочисленных дискуссий участниками процесса государственной экспертизы принято решение под «утвержденными» считать те запасы, которые оценены по итогам «подсчета запасов», где рассматривались материалы в целом по месторождению.

Между тем, подписание заключения государственной экспертизы членами комиссии ГКЗ и утверждение Роснедра и далее передача его в Росгеголфонд для внесения изменений в государственный баланс запасов полезных ископаемых – сходно и при формировании заключений по итогам «оперативного подсчета запасов». В этом плане «утверждение» и в первом, и втором случае друг от друга ничем не отличается.

В свете вышесказанного предлагается следующая редакция – **«утверженные запасы следует считать относительно последнего заключения государственной экспертизы».**

Превышение 20% относительно утвержденных запасов

Другой стратегической ошибкой в п. 68 является требование выполнения подсчета запасов в случае превышения подсчитанных запасов категории А+В1+В2 более чем на 20% относительно «... утвержденных геологических запасов».

Следует напомнить, что необходимость составления новых подсчетов запасов для технологической схемы разработки выполняется при достижении определенных пропорций запасов и накопленной добычи. Выполнение нового подсчета запасов и проектного документа только из-за превышения порога 20% изменения запасов не имеет смысла.

Генетические корни этого условия – «не превышения 20%» – «лежат» в Классификации запасов [2] и в советской практике составления первого сводного подсчета запасов при достижении пропорций запасов категорий С1 к С2 как 80% к 20%. В этом случае месторождение считалось подготовленным к разработке на базе первого проектного документа. И конечно, требование «не превышения 20%» выглядело тогда абсолютно логичным и разумным, т.к. сигнализировало о возможных системных ошибках в понимании геологической модели и некорректном подсчете запасов месторождения.

В текущих же требованиях действующей Классификации первый подсчет запасов и первый технологический проект разработки должен быть составлен либо а) при достижении пропорций запасов С1 к С2 как 30% к 70%,

либо б) после реализации проекта пробной эксплуатации. Очевидно, что при таких низких стартовых соотношениях категорий достоверность подсчитанных запасов будет низка, и проблема «не превышения 20%» будет актуальна долгое время, не прибавляя никакой ценности в выполненные новые подсчеты запасов, отвлекая людские ресурсы на эту работу и заставляя недропользователя любой ценой оттягивать это событие.

Предложение: **необходимо исключить из п. 68 условие «превышения 20%».**

Залежь

Другим логическим казусом является отсутствие определения базового понятия: «что такое залежь». Автор настоящей статьи многократно указывал на эту недоработку, однако каких-либо коррекций в текст Классификации так и не было внесено. В этой связи целесообразно еще раз напомнить об этой проблеме.

Главный когнитивный разрыв в подборе формулировки «залежь, это...» возникает из-за конфликта геологического восприятия залежи с его отражением в государственном балансе. Сложность в трактовке термина «залежь» добавляет и «блоскунное» лицензирование. В итоге, в практике подсчета запасов геологические модели залежей и категории запасов на границе участков недр не согласованы между собой, а порой противоречат друг другу. Положение усугубляется в случае, когда залежь располагается на контакте лицензионных границ с разными месторождениями и разными недропользователями.

Подобные проблемы возникают в связи с отсутствием разъяснения – как определять границы залежи и относительно каких границ подсчитывать запасы:

- от замыкающей изогипсы?
- от доказанной испытанием или ГИС отметки?
- от лицензионной границы?

Между тем, уместно напомнить, что в государственном балансе запасов залежь является единственным и неделимым объектом учета запасов.

В этой связи предлагается следующая формулировка в Классификацию: «... залежь – это учетная единица, отраженная в государственном балансе запасов как геометризированная величина с утвержденными подсчитанными запасами УВС. Границами залежи могут служить контуры ВНК (межфлюидный контакт МФК), УПУ, литологические и/или тектонические границы, а также лицензионные границы участков недр».

Месторождение

Как и в предыдущем случае, отсутствие в Классификации формулировки «месторождение – это...» порождает множество проблем при подсчете запасов трансграничных залежей и месторождений, особенно на стыке лицензионных границ «недружественных» недропользователей. Попытки найти компромисс в урегулировании этих проблем с точки зрения геологической логики – заведомо тупиковый путь, т.к. в государственном балансе месторождение выглядит как совокупность залежей. Предлагается следующая формулировка в Классификацию: «**месторождение – это совокупность учетных единиц – залежей**».

Обоснования границ запасов категории С2

В практике подсчета запасов часто встречаются случаи, когда бурение проводится в максимально высокую абсолютную отметку антиклинальной ловушки, обеспечивая, таким образом, гарантированное попадание в контур нефтегазонасыщенности. Негативные последствия подобной практики возникают при подсчете запасов пластово-сводовых, литологических и/или тектонически экранированных залежей, т.к. встает вопрос обоснования отметки условного подсчетного уровня (УПУ), поскольку бурением не вскрыты ВНК/ГВК. Как результат – необоснованное опускание отметок УПУ на десятки и/или сотни метров вниз от нижней дыры перфорации – доказанной отметки получения продукта.

Возникновению этой ситуации способствует отсутствие толкования в Методических рекомендациях – как принимать границу запасов категории С2, в отличие от правила, какие запасы принимать по категории В1 или С1:

– п. 40 ж) «...если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории В1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя...»;

– п. 47 е) «...если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории С1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя...».

Для повышения доверия к принимаемых запасам С2 рекомендуется внести в регламентный документ следующее дополнение: «**В пластово-сводовой, литологически/тектонически экранированных залежах, в случае не вскрытия ВНК/ГВК, границу запасов С2 проводят по отметкам, соответствующим уровню в две толщины вскрытого нефтенасыщенного**

проницаемого интервала от нижней отметки последнего продуктивного коллектора».

Необходимо отметить, что уровень «...в две толщины...» указан как индикативный, требующий обсуждения.

Новая категория запасов С3 (возможно оцененные)

В отличие от категорий А, В1, В2, отражающих стадию промышленного освоения месторождения, для поисково-разведочного этапа в Классификации предусмотрено только две категории запасов С1 и С2, что резко сужает возможность дифференцировать запасы по степени вероятности и достоверности. В этой связи предлагается ввести дополнительную категорию для тех запасов, наличие которых возможно ниже принятой отметки запасов С2 по разрезу и за пределами их границы по площади, что отчасти сходно с подходом, реализованным в SPE-PRMS [4, 5].

На каком расстоянии проводить границы запасов категорий С1 от С2 и С2 от С3 по площади, автору представляется предметом отдельной дискуссии. Например, границу запасов категории С2 следует проводить не далее 5 км от границы запасов С1. Соответственно, вся площадь, которая будет находиться за этой границей, будет идентифицироваться категорией С3.

Такое решение позволит недропользователю заявить о своих поисково-разведочных амбициях, обозначая, таким образом, площадь будущих геологоразведочных работ и возможный объем запасов, который будет вовлечен в разведку. Но при этом справедливо указывая, что вероятность подтверждения запасов С3 меньше, чем для запасов категорий С2 и С1.

Предлагается добавить в Классификацию новую категорию запасов С3, которая по разрезу будет ниже категории С2, а по площади будет распространяться дальше границы С2.

Признание факта открытия месторождения на суше при опробовании в открытом стволе и без спуска эксплуатационной колонны

Автор настоящей статьи уже поднимал этот вопрос в работе [3]. За истекший период появилась новая информация, позволяющая убедиться в справедливости этого предложения. В ноябре 2022 г. на экспертно-техническом совете ГКЗ утверждены методические рекомендации по постановке запасов УВ-сырья категорий С1, В1 на государственный баланс на основании материалов ГДК-ОПК (ТНЦ, ТомскНИПИ) [6], в которых рассматривались многочисленные при-

меры на сухопутных месторождениях ПАО «НК Роснефть».

Тем самым подтверждено, что развитие технологий опробования пластов на кабеле позволяет с одинаковой степенью достоверности оценивать промышленный потенциал объекта, так же, как и в колонне. Это ускоряет и удешевляет процесс изучения недр, особенно в условиях значительной удаленности, большой геологической нагрузки на поисковую скважину, ограниченного времени действия зимников для мобилизации – демобилизации бурового станка. Разумеется, вопрос о целесообразности спуска колонны в поисковой скважине должен находиться в исключительной компетенции недропользователя и рассматриваться как его право, а не обязанность.

Учитывая, что запасы нефтяных открытых на шельфе морей Карского, Лаптевых, Охотского были приняты по результатам опробования пластов на кабеле, необходимо внести корректировки в следующие пункты Методических рекомендаций:

– п. 15 читать: «*Для открываемых месторождений к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющего оценить характер насыщенности пласта»;*

– исключить из п. 15 фразу: «*...на акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также Каспийском и Азовском морях...*»;

– п. 36 з) читать: «*Для открываемых месторождений в первых поисковых скважинах допускается исследование пластоиспытателями на кабеле»;*

– исключить из п. 36 з) фразу: «*...в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях...*»;

– исключить из п. 48 фразу: «*... (исключения составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях)...».*

Когда не работает объемная формула подсчета запасов

Нет смысла кого-либо убеждать в том, что наличие подвижных запасов определяется радиусом контура дренирования. И если закон

Дарси не работает в средах, где отсутствует линейная фильтрация жидкости, то в этих средах применение объемной формулы подсчета запасов физически некорректно. Из шести переменных, как минимум три (площадь, толщина, пористость) в таких средах определить невозможно.

Тем не менее, в последние годы наблюдался бум разработок различных методических указаний и рекомендаций по выделению коллекторов и подсчету запасов УВ в битуминозных отложениях с высокой концентрацией органического вещества, но в которых практически отсутствует линейная фильтрация, а значит и проницаемость. Разные авторы рекомендаций применяют разные приемы, но все они едины в одном – для подсчета запасов УВ предлагается объемная формула, применение которой лишено физического смысла для этих отложений. Чем быстрее придет осознание этого факта, тем быстрее мы перейдем к расчету запасов в таких средах по методу материального баланса. И расстояние L, обосновывающее границу категорий АВ1С1, будет зависеть эффективной длины создания техногенного коллектора посредством либо ГРП, или другими способами искусственного воздействия. Но никак не волевыми субъективными решениями.

В продолжение этой темы следует также задать вопрос об уместности выделения запасов категорий В2 и С2. Какая у них физическая сущность, если в подобных отложениях отсутствует проницаемость? Понимание этого вопроса позволит окончательно закрыть спор между авторами, которые выделяют запасы категорий В2 и С2 на расстоянии 1 км от границы категорий А, В1, и теми авторами, которые уверены в распространении запасов В2, С2 до границ лицензионного участка.

Ответ, возможно, удивит многих – *в отложениях, где отсутствует линейная фильтрация жидкости при любом перепаде давления, и, соответственно, не выполняется закон Дарси, выделение категорий запасов В2 и С2 не имеет физического смысла.*

Рациональное использование недр

Вынужденная необходимость сокращения добывчи УВС в РФ обуславливает необходимость

применения болезненных технологических решений. Высока вероятность избирательности решений – «*лучшее оставляем, худшее отключаем*», что входит в противоречие со ст. 22 Закона РФ «О недрах»: «*....при добывче полезных ископаемых недропользователь обязан обеспечить соблюдение требований технических проектов, и ему запрещено разубоживание и выборочная отработка полезных ископаемых...*».

Возникает правовая коллизия, когда недропользователь будет вынужден заниматься выборочной эксплуатацией недр, которая ведет к разубоживанию недр, что «карается по закону».

О разумной частоте проведения государственной экспертизы

Многолетнее участие автора в качестве внештатного эксперта в составе государственной комиссии запасов УВС, убедило его в целесообразности разумного сокращения публичных рассмотрений изменений запасов- без ущерба для качества их оценки.

В свете этого предлагается вынести на широкое обсуждение в профессиональной экспертной среде предложение об уменьшении количества публичных рассмотрений изменений запасов.

Предлагается государственную экспертизу проводить в следующих случаях:

- открытие месторождения или слияние/разделение месторождений;
- открытие новых залежей или слияние/разделение залежей;
- составление технологической схемы разработки;
- составление технологического проекта разработки;
- отнесение объекта учета запасов в разряд льготируемых по НДПИ.

Все другие рутинные переводы запасов из категории в категорию, например С2 в С1; В2 в В1; В1 в А, проводить в уведомительном порядке.

Автор настоящей работы допускает, что не все предложенные им изменения и дополнения найдут одобрение в экспертном сообществе. **❶**

Литература

1. Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477. Доступно на: <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (обращение 24.02.2023).
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, 1983. Утверждена приказом Председателя Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР от 24.03.1984 № 7-опр.

3. Соколов А.В. Взаимоотношения в триаде «ГКЗ-Эксперт-Компания»: возможности и ограничения // Недропользование XXI век. 2020. № 3. С. 96–101.
4. Шутъко С.Ю. О целесообразности выделения новой разведочной категории запасов С3 (предварительно оцененные) // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 214–215.
5. Забродин Д.П., Титков Е.А. Какой классификацией пользоваться при формировании отечественной системы независимой экспертизы ресурсов углеводородного сырья? // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 4. С. 4–11.
6. Протокол ЭТС ГКЗ о согласовании «Методические рекомендации по постановке запасов УВ-сырья категорий С1, В1 на государственный баланс на основании материалов ГДК-ОПК» ТННЦ. ТомскНИПИ. 2022.

UDC 553.04

A.V. Sokolov, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Exploration Director of OOO PETROGEKO¹, sokolov@petrogeco.ru
¹20 Samotlornaya str., Nizhnevartovsk, KhMAO-Yugra, 628606, Russia.

On the Advisability of Introducing Changes and Additions to the Wording of Certain Terms and Concepts in the Current Classification of Reserves

Abstract. The author substantiates proposals for making changes and additions to the texts of the current classification of reserves and methodological recommendations.

Keywords: oil; gas; stock calculation; operational calculation of reserves; reserve category; deposit; field; category C3 – preliminary assessed; recognition of the fact of the discovery of the field without the descent of the column; restrictions on the use of a volumetric formula for calculating reserves.

References

1. *Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Utverzhdena prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii RF ot 01.11.2013 № 477* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Approved by Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated November 1, 2013]. Available at: <https://docs.ctnd.ru/document/499058008> (accessed 24 February 2023).
2. *Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov, 1983. Utverzhdena prikazom Predsedatelja Gosudarstvennoi komissii po zapasam poleznykh iskopaemykh pri Sovete Ministrov SSSR ot 24.03.1984 № 7-org* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases, 1983. Approved by order of the Chairman of the State Commission on Mineral Reserves under the Council of Ministers of the USSR dated March 24, 1984 No. 7-org].
3. Sokolov A.V. *Vzaimootnoshenia v triade «GKZ-Ekspert-Kompaniya»: vozmozhnosti i ograniceniia* [Relationships in the GKZ-Expert-Company triad: opportunities and limitations]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 3, pp. 96–101.
4. Shut'ko S.Iu. *O tselesoobraznosti vydeleniya novoi razvedochnoi kategorii zapasov S3 (predvaritel'no otsenenyye)* [On the expediency of allocating a new exploration category of reserves C3 (preliminarily estimated)]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 4, pp. 214–215.
5. Zabrodin D.P., Titkov E.A. *Kakoi klassifikatsiei pol'zovat'sia pri formirovaniis otechestvennoi sistemy nezavisimoi eksperertiзы resursov uglevodородногого сырья?* [What classification should be used in the formation of the domestic system of independent examination of hydrocarbon resources?]. *Georesursy* [Georesources], 2022, vol. 24, no. 4, pp. 4–11.
6. *Protokol ETS GКZ o soglasovanii «Metodicheskie rekommendatsii po postanovke zapasov UV-syr'ia kategorii S1, V1 na gosudarstvennyi balans na osnovanii materialov GDK-OPK» TNNTs. TomskNIPI. 2022* [Minutes of ETS GКZ on the approval of “Methodological recommendations for setting the reserves of hydrocarbon raw materials of categories С1, В1 on the state balance sheet based on the materials of the GDK-OPK” TNNC. TomskNIPI. 2022].



В.Р. Байрамов
ПАО «Сургутнефтегаз»¹
заместитель главного геолога – начальник
управления по разработке месторождений



А.А. Антонов
ПАО «Сургутнефтегаз»¹
главный специалист управления по
разработке месторождений
Antonov_AA@surgutneftegas.ru



Р.А. Романов
ПАО «Сургутнефтегаз»¹
начальник отдела текущего
и перспективного планирования
разработки месторождений
управления по разработке
месторождений
Romanov_RA@surgutneftegas.ru
OUT.URM-OTPR@surgutneftegas.ru



Об условиях эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья

¹Россия, 628415, Сургут, ул. Григория Кукуевицкого, 1, корпус 1.

Авторы отмечают, что в настоящее время нет единого подхода к понятию «трудноизвлекаемые запасы». В Налоговом кодексе РФ и отраслевом законодательстве существуют различные классификации. Установленные действующим законодательством критерии отнесения запасов нефти к ТрИЗ не соответствуют фактическим текущим особенностям горно-геологических условий и параметров разработки месторождений. Под стимулирование подпадает незначительная часть реально трудной нефти. Крайне важно синхронизировать подходы к определению ТрИЗ на основе единой классификации. Начатую работу по созданию классификации ТрИЗ требуется завершить, т.к. она может являться важной составляющей при создании национальной системы аудита запасов углеводородного сырья

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; нефтедобыча; классификация ТрИЗ; классификация МУН

В настоящее время дальнейшие перспективы нефтедобычи неизбежно связаны со сложными, трудноизвлекаемыми запасами нефти и углеводородного сырья. При разработке залежей с ТрИЗ начальные дебиты скважин, даже с применением новых технологий, в несколько раз ниже начальных дебитов скважин на залежах с активными запасами. Значительно меньше и средняя продолжительность эффекта от применения новых технологий на ТрИЗ. Учитывая множество осложняющих факторов, влияющих на рентабельное вовлечение в разработку ТрИЗ, необходима дифференциация запасов по категориям сложности их добычи с целью дальнейшего принятия решений о донастройке системы налогообложения для эффективного инвестирования средств в проведение дорогостоящих современных технологий нефтеизвлечения.

В настоящее время нет единого подхода к понятию ТрИЗ. В Налоговом кодексе РФ и отраслевом законодательстве существуют различные классификации. Так, в НК РФ к ТрИЗ отнесены баженовские, абалакские, доманиковые и хадумские продуктивные отложения, тюменские продуктивные отложения и отложения низкопроницаемых коллекторов (до 2 мД), а в отраслевом законодательстве к ТрИЗ относятся баженовские, абалакские, ачимовские (низкопроницаемые, до 2 мД) и высоковязкие нефти.

Установленные действующим законодательством критерии отнесения запасов нефти к ТрИЗ не соответствуют фактическим текущим особенностям горно-геологических условий и параметров разработки месторождений. Под стимулирование подпадает незначительная часть реально трудной нефти.

Крайне важно синхронизировать подходы к определению ТрИЗ на основе единой классификации ТрИЗ. Современные геологические и экономические условия указывают на необходимость создания такой классификации ТрИЗ, которая учитывает все осложняющие их разработку факторы, такие как высокая обводненность длительно разрабатываемых месторождений и залежей, малая мощность, высокая расчлененность, большая глубина залегания пластов, низкая нефтенасыщенность и крайне низкая проницаемость коллекторов, аномальные характеристики нефти. -

Например, в Западной Сибири в настоящее время актуальна проблема разработки высокообводненных объектов. По мере выработки запасов нефти и их естественного истощения доля попутно извлекаемой воды в составе отбираемой жидкости непрерывно растет, а темпы

падения добычи нефти без применения ГТМ увеличиваются.

Необходимо нести существенные дополнительные затраты, связанные с эксплуатацией насосного оборудования, резервуаров, трубопроводов для отбора значительных объемов жидкости. Ключевым фактором разработки высокообводненных месторождений является применение химических методов повышения нефтеотдачи пластов. Масштабное применение химических методов воздействия на пласт (например, технологии ПАВ-полимерного заводнения) позволит вывести эффективность длительно разрабатываемых высоковыработанных месторождений и залежей на принципиально новый уровень, увеличить коэффициент извлечения нефти.

Для качественного доотмыва и вытеснения запасов нефти в традиционных регионах нефтедобычи в ПАО «Сургутнефтегаз» разработана технология химического заводнения – трехкомпонентная ПАВ-содержащей композиция. Проделанные в 2015 г. испытания показали, что данная технология обеспечивает дополнительную добычу нефти и позволяет увеличить конечный КИН на 3–5%. Но учитывая значительные объемы используемых реагентов при проведении обработок скважин, широкомасштабное применение данной технологии на месторождениях в текущих условиях экономически нецелесообразно.

Также в Западной Сибири по мере выработки активных запасов увеличивается доля добычи нефти из низкопроницаемых неокомских и юрских отложений, которые характеризуются высокой степенью расчлененности, имеют полимиктовый состав пород, обладают существенной заглинизованностью, присутствием глинистого материала в рассеянном виде, в форме микрослойков и включений, осложнены карбонатизацией в виде заполнения порового пространства и образования агрегатов и прослоев, наличием углей, углисто-глинистого материала, пирита. Эти характеристики коллекторов существенно усложняют формирование эффективной системы разработки объектов.

Классическим примером низкопроницаемых коллекторов являются залежи тюменской свиты, которые в настоящее время относятся к одним из основных перспективных объектов разработки в Западно-Сибирском регионе. Залежи сформированы в большинстве случаев в континентальных условиях и характеризуются высочайшей неоднородностью строения, представлены частым неравномерно-прерывистым переслаиванием мелкозернистых глинистых песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей

и углистых сланцев, а также линзами карбонатных пород, коллекторские свойства пород обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, переменной нефтенасыщенностью.

Одной из наиболее эффективных технологий при разработке низкопроницаемых объектов является проведение многосекционного гидроразрыва пластов (МСГРП). Раньше скважины с многостадийной стимуляцией единично применялись в проектных системах разработки, в настоящее время МСГРП и его подвиды применяются уже системно. На данный момент также освоены все основные технологии забуривания боковых стволов, в том числе с проведением МСГРП. По мере увеличения доли ТрИЗ количество таких мероприятий необходимо постоянно увеличивать. При этом стоимость бурения скважин на ТрИЗ в несколько раз превышает стоимость скважин на традиционные запасы.

Для эффективного освоения залежей ТрИЗ с низко- и ультразонопроницаемыми коллекторами требуется не только проведение значительного количества дорогостоящих методов интенсификации добычи нефти, но и особое формирование системы поддержания пластового давления. Не секрет, что при эксплуатации залежи с ТрИЗ постоянно приходится решать проблему эффективного гидродинамического воздействия. При крайне низкой проницаемости зачастую добиться фильтрации при стационарных режимах трудно, а иногда и невозможно. Задача повышения фильтрационных свойств пород в условиях высоко-неоднородного строения пластов-коллекторов с крайне низкой проницаемостью может быть решена путем создания искусственной трещиноватости через создание давления закачки воды порядка 240 атм. и более. Доказана работоспособность и технологическая эффективность метода – добывающие скважины отреагировали повышением динамического уровня и ростом дебита нефти. В настоящее время проводятся работы для организации закачки с давлением нагнетания выше 300 атм. Но такие технологические решения подразумевают значительно большую металлоемкость наземного оборудования, что, соответственно, существенно увеличивает затратную часть устройства месторождения.

Западная Сибирь обладает значительным потенциалом нетрадиционных коллекторов, в том числе доюрского комплекса (ДЮК). Особенностью подхода к продуктивным отложениям ДЮК является необходимость увеличения плотности сетки скважин с 16–25 га/скв до 4 га/скв, проведение расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) при

бурении, увеличение количества индикаторных исследований как по разрезу, так и по площади, а также применения гидропрослушивания. Необходимо поэтапное вскрытие большого этажа разреза для подтверждения данных ГИС и наиболее полной выработки запасов нефти, а также проведение ГРП в этих интервалах на этапе освоения в 100% скважин. Необходимость таких комплексных подходов значительно увеличивает затратную часть по сравнению с традиционными пластами.

Для эффективного освоения объектов с маломощными, заглинизованными, нефтенасыщенными коллекторами, при отсутствии надежных перемычек от подстилающих с низкой начальной насыщенностью пропластков разработан комплекс мероприятий, включающий в себя модернизированную технологию многоэтапного ГРП. Комплекс включает в себя забуривание горизонтальных боковых стволов и спуск специализированного оборудования с последующим цементированием. Для вторичного вскрытия в компановку включаются разрывные муфты, через которые в последующем производится ГРП в выбранный интервал пласта. Применение данной технологии с инновационными рецептурами технологических жидкостей ГРП, оптимизированными графиками закачки и сбалансированным объемом пропанта позволяет ограничить геометрию трещины ГРП по высоте, минимизируя риски прорыва в зоны с близко расположенным водонефтяным контактом. При этом стоимость работ по проведению такого ГРП значительно выше стоимости проведения стандартного ГРП.

Ранее вовлеченные в разработку наклонно-направленными скважинами запасы подгазовых зон характеризуются наличием выдержаных по площади непроницаемых перемычек между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта. Невовлеченные в разработку запасы, характеризующиеся низкими значениями нефтенасыщенной толщины и отсутствием надежных экранов между газо- и водонасыщенной частью пласта, не позволяют эффективно эксплуатировать скважины без применения инновационных технологий. Для обеспечения рентабельных дебитов нефти при оптимальных депрессиях необходимо бурение многоствольно-разветвленных скважин. Дебит нефти таких скважин в среднем выше, чем у горизонтальной скважины, но и стоимость многозабойной горизонтальной скважины значительно больше.

Таким образом, трудноизвлекаемыми следует считать запасы нефти месторождений сложного и очень сложного геологического

строения, эффективная разработка которых возможна только с применением специальных методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами. К таким запасам относятся:

1. Запасы залежей нефти со значением обводненности более 80%.

2. Запасы нефти нетрадиционных коллекторов:

– запасы нефти залежей баженовских, абалакских, доманиковых и хадумских продуктивных отложений;

– запасы нефти доюрского комплекса отложений триаса и палеозоя Западной Сибири.

3. Запасы нефти низкопроницаемых коллекторов:

– залежи нефти с параметром проницаемости – менее 2 мД;

– залежи нефти с параметром проницаемости – от 2 до 10 мД.

К этой же категории можно отнести запасы нефти, выделенные по стратиграфическому признаку, регионально относящиеся к тюменской свите, и ачимовских отложений.

4. Запасы нефти залежей с параметром нефтенасыщенности менее 50%.

5. Подгазовые залежи нефтегазовых, нефтегазоконденсатных, газонефтяных месторождений.

6. Запасы высоковязкой, сверхвязкой нефти – нефть вязкостью 5000 мПа·с и более (в пластовых условиях).

Необходимо отметить, что начатую работу по созданию классификации ТРИЗ требуется завершить, т.к. она может являться важной составляющей при создании национальной системы аудита запасов углеводородного сырья.

С целью повышения эффективности разработки месторождений применяется широкий спектр методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Для длительно разрабатываемых обводненных месторождений ключевыми являются химические МУН – нефтеотмывающие, полимерные, осадкообразующие технологии. Для поддержания добычи нефти количество операций химическими методами необходимо ежегодно увеличивать. Стоит отметить, что применение современных МУН на сегодняшний день осложняется недостаточной технико-экономической эффективностью (высокие затраты на оборудование и материалы, невысокая продолжительность эффекта). Для эффективного применения таких технологий уже сейчас требуется введение новых мер государственной поддержки. Но тут возникает проблема – нет единой точки зрения по отнесению МУН к стадийности их применения в зависимости от этапов разработки месторождений, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, степени выработки запасов. Поэтому целесообразно разработать и закрепить классификацию МУН в виде отраслевого нормативно-технического документа.

Классификации ТРИЗ и МУН будут являться основой для создания условий эффективной разработки ТРИЗ. ◊

UDC 553.98;622.276

V.R. Bayramov, Deputy Chief Geologist – Head of the Field Development Department, PJSC Surgutneftegaz¹

A.A. Antonov, Chief Specialist of the Field Development Department, PJSC Surgutneftegaz¹, Antonov_AA@surgutneftegas.ru;

R.A. Romanov, Head of Department for Current and Prospective Planning of Field Development of the Department for Field Development, PJSC Surgutneftegaz¹, Romanov_RA@surgutneftegas.ru, OUT.URM-OTPR@surgutneftegas.ru

¹Russia, 628415, Surgut, st. Grigory Kukuevitsky, 1, building 1.

On the Conditions for the Effective Development of Hard-to-recover Hydrocarbon Reserves

Abstract. The authors note that at present there is no single approach to the concept of "hard-to-recover reserves". There are various classifications in the Tax Code of the Russian Federation and industry legislation. The criteria established by the current legislation for classifying oil reserves as hard-to-recover reserves do not correspond to the actual current features of mining and geological conditions and field development parameters. A small part of really difficult oil falls under stimulation. It is extremely important to synchronize approaches to the definition of hard-to-recover reserves based on a single classification. The work begun on the creation of the hard-to-recover reserves classification needs to be completed, because it can be an important component in the creation of a national system for auditing hydrocarbon reserves.

Keywords: hard-to-recover reserves; oil production; classification of hard-to-recover reserves; EOR classification.



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



К.А. Слизков
ООО «Тюменский институт нефти и газа»¹
инженер департамента анализа и проектирования
разработки
kostya.slizkov@gmail.com

Воспроизведение динамики пластового давления методом материального баланса в сланцевых коллекторах

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

Вопрос воспроизведения динамики пластового давления в сланцевых коллекторах является ключевым для моделирования и оценки эффективности ГТМ, и ГРП в частности, поскольку за первые несколько суток для создания поля искусственного коллектора в пласт закачивается объем воды, сопоставимый с последующими накопленными отборами нефти. Такой объем закачки приводит к существенному росту пластового давления относительно начального, однако оценить новое начальное пластовое давление не представляется возможным «классическими» методами КВД – понадобится остановки на срок до нескольких месяцев. Не зная начального пластового давления, невозможно корректно оценивать продуктивность скважины и эффективность ГТМ. Решить проблему позволяют современные методы материального баланса, основанные на итеративных процедурах подбора динамики пластового давления для обеспечения сходимости расчетной и исторической добычи трех компонент: нефти, воды и газа. В работе для создания контролируемых условий были созданы синтетические ГДМ. Проведено тестирование алгоритма оценки пластового давления, доказана его работоспособность для баженовских и доманиковых отложений.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; математические методы в нефтяной промышленности; прокси-моделирование; нейронные сети

Пластовое давление в сланцевых коллекторах является важнейшим параметром, и при этом самым неопределенным, поскольку проведение КВД при проницаемостях 0,1–2 мД требует остановок на несколько месяцев, что недопустимо, такие просты повышают аварийность и снижают без того невысокую рентабельность.

На данный момент вследствие проведенных теоретических и практических обоснований для скважин с МГРП применяется так называемый плавный ВНР, когда депрессия на пласт создается постепенно и средний градиент депрессии не превышает 0,1–0,15 бар/час [1]. Исследователи отмечают, что такой режим позволяет бороться с осложнениями и максимизировать добычу, однако как именно рассчитывать депрессию без знания пластового давления, остается непонятным, поэтому исследователи берут начальное пластовое давление, что некорректно.

Оценка эффективности проведенных ГРП также строится на допущении о равенстве пластового давления начальному, например, в работе [2] исследователи методами машинного обучения пытаются связать стартовый дебит жидкости с параметрами пласта и технологии, однако, при этом не учитывается дренируемый объем, и то, что при проведении ГРП закачиваются объемы воды, сопоставимые с добычей нефти, что существенно повышает стартовое давление. Таким образом, получается, что при малом дренируемом объеме будет происходить рост пластового давления, например, с 30 до 40 МПа, и депрессия будет составлять 20 МПа, а при большом дренируемом объеме давление при том же объеме закачки воды повысится с 30 до 35 МПа, т.е. депрессия будет 15 МПа, и сложится ощущение, что в первом случае ГРП дало большую эффективность, поскольку стартовый дебит жидкости будет выше. Оценивать эффективность ГТМ по стартовому дебиту без знания мгновенного пластового давления – некорректно.

В работе [3] предложен метод прогнозирования динамики баженовской свиты на основе моделей CRM-MF. Для определения коэффициента продуктивности исследователи определяют начальное пластовое давление, которое может отличаться от стартового вследствие большого закачанного объема воды.

Классические методы материального баланса не применимы для оценки стартового пластового давления, т.к. объем вод ГРП, закачанный именно в дренируемый объем, неизвестен. Предположение о том, что вся закачанная вода идет на повышение давления, не подтверждает-

ся опытом, поскольку в процессе добычи добывается всего 20–30% закачанной воды.

Исходя из обозначенных проблем, авторы поставили перед собой задачу косвенной оценки пластовых давлений на основе современных методов материального баланса.

Динамический материальный баланс FMB

Метод динамического материального баланса (*Flowing Material Balance*) основан на зависимости порового объема от дебита и закачки пластовых флюидов и применяется для подсчета запасов ачимовских и баженовских отложений [5].

В отличие от ГДМ, весь дренируемый объем рассматривается единым блоком, а свойства пласта осредняются. Рассмотрим применение метода для модели чёрной нефти. Изменение нефтенасыщенного порового объема определяется сжимаемостью и выражается в рамках материального баланса так:

$$\frac{c_t}{\bar{S}_o} = \frac{1}{\bar{B}_{oi} N} \left(p_i - \bar{p}_{avg} \right), \quad (1)$$

где c_t – общая сжимаемость системы, МПа⁻¹;
 \bar{S}_o – средняя насыщенность нефти, д.ед.;
 \bar{B}_o – средний объёмный коэффициент нефти, пл.м³/ст.м³;
 \bar{B}_{oi} – начальный средний объемный коэффициент нефти, пл.м³/ст.м³;
 N – начальные дренируемые запасы нефти, ст.м³;
 N_p – накопленные отборы нефти, ст.м³;
 p_i – начальное пластовое давление, МПа;
 \bar{p}_{avg} – среднее пластовое давление, МПа.

Для псевдостационарного течения флюида в пласте можно записать:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = \frac{p_i - \bar{p}_{avg}}{q} + \frac{\bar{p}_{avg} - p_{wf}}{q} = \frac{\bar{B}_o \bar{S}_o N_p}{\bar{B}_{oi} q c_t N} + \frac{141.2 B_o \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right], \quad (2)$$

где q – дебит нефти, ст.м³/сут;
 p_{wf} – забойное давление, МПа;
 μ – динамическая вязкость нефти, мПа·с;
 r_e – радиус контура питания, м;
 r_{wa} – эффективный радиус скважины, м;
 k – проницаемость породы, мД;
 h – нефтенасыщенная толщина, м.

Для удобства записи введём константу, зависящую от физико-химических свойств нефти и геометрии нефтенасыщенного пласта:

$$b = \frac{141.2 B_o \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right]. \quad (3)$$

Для дальнейшего анализа удобно выразить дебит нефти, как функцию накопленной добычи:

$$\frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{b} - \frac{\bar{B}_o \bar{S}_o}{\bar{B}_{oi} c_t N b} \frac{N_p}{\Delta p}. \quad (4)$$

Если забойное давление не снижается ниже давления насыщения – нет выделения газа в пласте, то отношением объёмных коэффициентов можно пренебречь, и функция дебита, нормированного на разницу начального пластового и забойного давлений, от нормированной накопленной добычи переходит в прямую линию. Учёт объёмного коэффициента требует динамики среднего пластового давления, которую можно получить остановкой добычи и ожиданием восстановления давления на забое. Начальные дренируемые запасы нефти в пласте определяются как точка пересечения этой прямой с осью абсцисс (**рис. 1**):

$$0 = \frac{1}{b} - \frac{\bar{S}_o}{c_t N b} \frac{N_p}{\Delta p} \Rightarrow N = \frac{\bar{S}_o N_p}{c_t \Delta p}. \quad (5)$$

Из уравнения (5) можно найти коэффициент извлечения нефти K :

$$K = \frac{N_p}{N} = \frac{c_t \Delta p}{\bar{S}_o}. \quad (6)$$

Если забойное давление во время разработки снижается ниже давления насыщения, то зависимость (4) перестаёт быть линейной (**рис. 2**), а значит, пренебречь высвободившимся газом и изменением физических свойств нефти для подсчётов запасов будет некорректно. Совместное течение нефти, газа и воды, а также изменение свойств нефти и газа учитываются переходом от давления к псевдодавлению и подсчёту запасов каждого компонента отдельно. Эта модификация называется многофазный динамический материальный баланс (*Multiphase Flowing Material Balance, MFMB*) [6], который учитывает переменную сжимаемость системы и позволяет найти начальные дренируемые запасы каждого флюида.

Основное уравнение материального баланса

Рассмотрим применение метода *MFMB* для разработки месторождения при забойном давлении ниже давления насыщения. В интегральном виде для нефти, газа и воды материальный баланс описывается уравнениями:

$$V_p \left(\frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} + \frac{\bar{S}_g \bar{R}_v}{\bar{B}_g} \right) = N - N_p; \quad (7)$$

$$V_p \left(\frac{\bar{S}_o \bar{R}_s}{\bar{B}_o} + \frac{\bar{S}_g}{\bar{B}_g} \right) = G - G_p; \quad (8)$$

$$V_p \frac{\bar{S}_w}{\bar{B}_w} = W - W_{ps}; \quad (9)$$

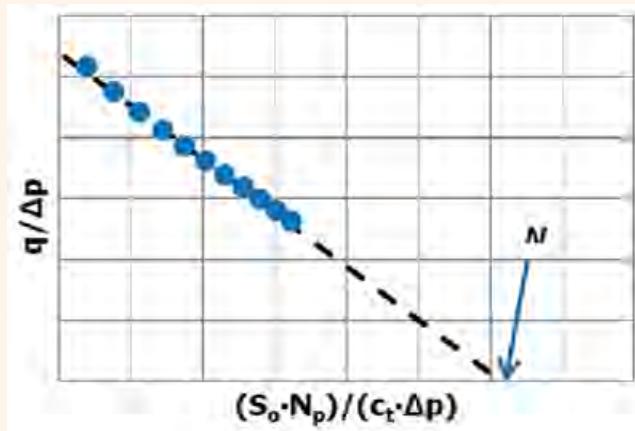


Рис. 1.

Зависимость приведённого дебита нефти от приведённой добычи нефти

где $\bar{S}_{o,g,w}$ – средние насыщенности нефти, газа и воды, д.ед.;

$\bar{B}_{o,g,w}$ – средние объёмные коэффициенты нефти, газа и воды, пл.м³/ст.м³;

N, G, W – начальные запасы нефти, газа и воды, ст.м³;

N_p, G_p – накопленные отборы нефти и газа, ст.м³;

W_{ps} – накопленотбор воды за вычетом закачки, ст.м³;

V_p – дренируемый поровый объём, пл.м³;

\bar{R}_v – среднее конденсатосодержание, д.ед.;

\bar{R}_s – среднее газосодержание, д.ед.

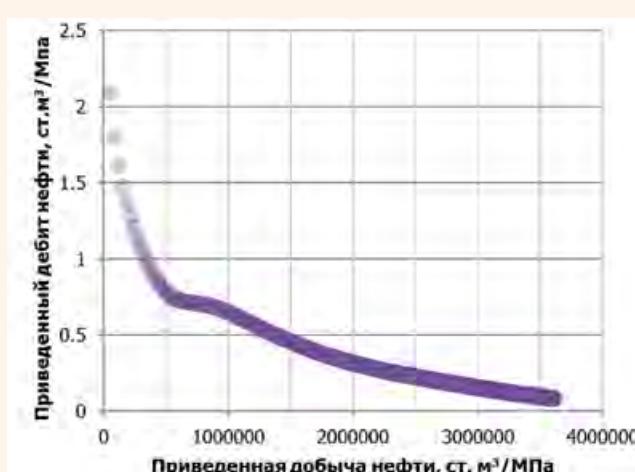
Система уравнений (7–9) дополняется ограничением суммы насыщенностей единицей:

$$\bar{S}_o + \bar{S}_g + \bar{S}_w = 1. \quad (10)$$

Выражая \bar{S}_w из уравнения (9), получаем насыщенность газа:

Рис. 2.

Зависимость приведённого дебита нефти от приведённой добычи нефти в условиях внутрипластового разгазирования



Нефть	Газ	
$\alpha_1 = \int_{P_{wf}}^{P_{avg}} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} R_v \right) dp$	$\alpha_1 = \int_{P_{wf}}^{P_{avg}} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Модель устойчивого состояния
$\alpha_2 = \int_{P_{avg}}^{P_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_2 = \int_{P_{avg}}^{P_b} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Псевдостационарная модель
$\alpha_3 = \int_{P_b}^{P_i} \left(\frac{k_{ro}(S_{oi})}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_3 = \int_{P_b}^{P_i} \left(\frac{k_g(S_{gi})}{\mu_g B_g} \right) dp$	Псевдостационарная модель
$\alpha_4 = \int_{P_{avg}}^{P_i} \left(\frac{k_{ro}(S_{oi})}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_4 = \int_{P_{avg}}^{P_i} \left(\frac{k_{rg}(S_{gi})}{\mu_g B_g} \right) dp$	Псевдостационарная модель
$\alpha_5 = \int_{P_{wf}}^{P_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} R_v \right) dp$	$\alpha_5 = \int_{P_{wf}}^{P_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Модель устойчивого состояния
$p_{pi} - p_{pavg} = \begin{cases} \mu_i B_i (\alpha_3 + \alpha_5), & \text{если } p_{avg} > p_b, \\ \mu_i B_i (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) & \text{если } p_{avg} \leq p_b, \end{cases}$ $p_{pi} - p_{pwf} = \begin{cases} \mu_i B_i \alpha_4, & \text{если } p_{avg} > p_b, \\ \mu_i B_i (\alpha_2 + \alpha_3) & \text{если } p_{avg} \leq p_b. \end{cases}$		
<p>В таблице: α_i – промежуточные коэффициенты, $i=(1,5)$, МПа; k_{ro} и k_{rg} – относительные проницаемости нефти и газа, д.ед.; μ_o и μ_g – динамические вязкости нефти и газа, мПа·с; S_{oi} и S_{gi} – начальные насыщенности нефти и газа, д.ед.; p_b – давление насыщения, МПа.</p>		

Таблица 1.

Формулы расчёта псевдодавлений

$$\bar{S}_g = 1 - \bar{S}_o - \frac{(W - W_{ps}) \bar{B}_w}{V_p}. \quad (11)$$

Насыщенность нефти получается подстановкой уравнения (4.11) в (4.8):

$$\bar{S}_o = \frac{\left(G - G_p \right) \bar{B}_g \bar{B}_o + (W - W_{ps}) \bar{B}_w \bar{B}_o - V_p \bar{B}_o}{V_p (\bar{R}_s \bar{B}_g - \bar{B}_o)}. \quad (12)$$

Подставляя уравнение (11) в (10), а затем в (7), можно записать основное уравнение материального баланса с исключением насыщенностей:

$$(G - G_p)(\bar{B}_g - \bar{B}_o \bar{R}_v) + \quad (13)$$

$$(N - N_p)(\bar{B}_o - \bar{B}_g \bar{R}_s) +$$

$$(W - W_{ps}) \bar{B}_w (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) = V_p (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v).$$

Изменение порового объёма описывается линейной функцией давления:

$$E_f = \frac{V_{pi} - V_p}{V_{pi}} = c_f \Delta p \Rightarrow \frac{V_p}{V_{pi}} = (1 - E_f), \quad (14)$$

где c_f – сжимаемость порового пространства, МПа⁻¹;

V_{pi} – начальный поровый объём, пл.м³;

E_f – относительное изменение объёма, д.ед.

К начальному объёму свободного газа добавляется растворённый газ и пары нефти:

$$G = G_{fgi} + N_{foi} R_{si}; \quad (15)$$

$$N = N_{foi} + G_{fgi} R_{vi}; \quad (16)$$

где G_{fgi} – начальный объём свободного газа, м³;
 N_{foi} – начальный объём свободной нефти, м³.

Итоговое уравнение принимает вид

$$\begin{aligned} & (G - G_p)(\bar{B}_g - \bar{B}_o \bar{R}_v) + \\ & (N - N_p)(\bar{B}_o - \bar{B}_g \bar{R}_s) + \\ & (W - W_{ps})\bar{B}_w(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) = \\ & V_{pi}(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v)(1 - E_f). \end{aligned} \quad (17)$$

Решение уравнения (17) для каждого момента времени – поиск давлений, удовлетворяющих равенству – воспроизводит динамику среднего пластового давления, что позволяет найти осреднённые свойства флюидов в пласте.

Определение насыщенности

Перед вычислением псевдодавлений необходимо рассчитать насыщенности фаз. Майкл Уолш и Ларри Лейк предложили вычислять осреднённые насыщенности через изменение запасов пластовых флюидов согласно материальному балансу.

Выразим объём из уравнения (7) и подставим в (8) и (9):

$$V_p = \frac{W - W_{ps}}{\frac{\bar{S}_w}{\bar{B}_w}}; \quad (18)$$

$$\frac{W - W_{ps}}{\frac{\bar{S}_w}{\bar{B}_w}} \left(\frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} + \frac{\bar{S}_g \bar{R}_v}{\bar{B}_g} \right) = N - N_p; \quad (19)$$

$$\frac{W - W_{ps}}{\frac{\bar{S}_w}{\bar{B}_w}} \left(\frac{\bar{S}_o \bar{R}_s}{\bar{B}_o} + \frac{\bar{S}_g}{\bar{B}_g} \right) = G - G_p; \quad (20)$$

Выражая \bar{S}_w из уравнения (9) и подставляя в (18–20) и, получим систему уравнений:

$$\begin{aligned} & (W - W_{ps})\bar{B}_w(\bar{S}_o \bar{B}_g + \bar{S}_g \bar{R}_v \bar{B}_o) = \\ & (N - N_p)\bar{B}_g \bar{B}_o(1 - \bar{S}_o - \bar{S}_g), \end{aligned} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} & (W - W_{ps})\bar{B}_w(\bar{S}_o \bar{R}_s \bar{B}_g + \bar{S}_g \bar{B}_o) = \\ & (G - G_p)\bar{B}_g \bar{B}_o(1 - \bar{S}_o - \bar{S}_g). \end{aligned} \quad (22)$$

Для решения выразим насыщенность газа через насыщенность нефти из (22)

$$\begin{aligned} S_{11} &= (G - G_p)\bar{B}_g \bar{B}_o(1 - \bar{S}_o) - \\ & (W - W_{ps})\bar{B}_w \bar{S}_o \bar{R}_s \bar{B}_g, \\ S_{21} &= (1 - \bar{S}_{gc})\bar{B}_o(W - W_{ps})\bar{B}_w + \\ & (G - G_p)\bar{B}_g \bar{B}_o, \\ \bar{S}_g &= \frac{S_{11}}{S_{21}}, \end{aligned} \quad (23)$$

где \bar{S}_{gc} – критическая насыщенность газа.

Подставляя полученное выражение (22) в (21), выражаем насыщенность нефти:

$$\begin{aligned} S_{2a} &= (W - W_{ps})\bar{B}_w(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \\ & (G - G_p)(\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \\ & (N - N_p)(\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g), \\ \bar{S}_o &= \frac{\bar{B}_o[(N - N_p) - (G - G_p)\bar{R}_v]}{S_{2a}}. \end{aligned} \quad (24)$$

После повторной подстановки уравнения (24) в (23), а затем в (20) насыщенности газа и воды можно выразить так:

$$\begin{aligned} S_{2b} &= (W - W_{ps})\bar{B}_w(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \\ & (G - G_p)(\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \\ & (N - N_p)(\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g) \\ \bar{S}_g &= \frac{\bar{B}_g[(G - G_p) - (N - N_p)\bar{R}_s]}{S_{2b}}, \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} S_{2c} &= (W - W_{ps})\bar{B}_w(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \\ & (G - G_p)(\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \\ & (N - N_p)(\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g) \\ \bar{S}_w &= \frac{(W - W_{ps})\bar{B}_w(1 - \bar{R}_s \bar{R}_v)}{S_{2c}}. \end{aligned} \quad (26)$$

Объёмные коэффициенты, газосодержание и конденсатосодержание вычисляются для среднего пластового давления, полученного из решения уравнения (17).

Вычисление псевдодавлений

Для учёта изменений свойств флюидов в пластовых условиях вводится функция псевдодавления для нефти и газа:

$$p_p = \mu_i B_i \int \frac{k_r dp}{\mu B} + C, \quad (27)$$

где μ – начальная динамическая вязкость флюида, мПа·с;

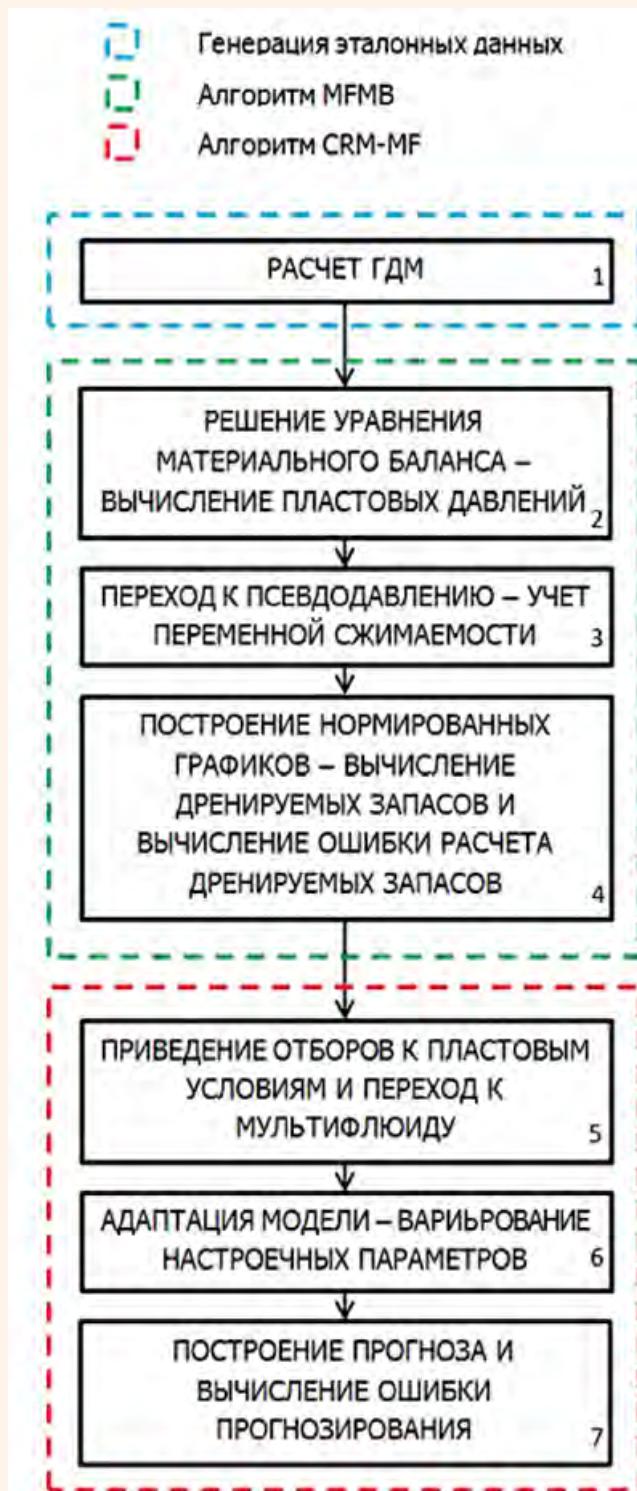


Рис. 3.
Схема тестирования метода материального баланса

B_i – начальный объёмный коэффициент флюида, $\text{пл.м}^3/\text{ст.м}^3$;
 k_r – функция относительной проницаемости флюида от насыщенности при заданном давлении, д.ед.;

p – давление, МПа;

μ – функция динамической вязкости флюида от

давления, МПа·с;

B – функция объёмного коэффициента флюида от давления, $\text{пл.м}^3/\text{ст.м}^3$.

Для построения графиков приведённых дебитов и приведённых накопленных добыч флюидов необходимо вычислить разности начального и забойного псевдодавлений ($p_{pi} - p_{pwf}$) и начального и среднепластового псевдодавлений ($p_{pi} - p_{pw}$). В зависимости от фазы и забойного давления, эти разности вычисляются согласно табл. 1.

Тестирование метода многофазного динамического материального баланса (MFMB) для воспроизведения динамики пластового давления

Схема тестирования методов MFMB приведена на рис. 3.

– Шаг 1. Загружается динамика работы скважины – суточные замеры дебита нефти, воды, газа и забойного давления – результат расчета эталонной ГДМ баженовской залежи передается в блок MFMB.

– Шаг 2. В блоке MFMB решается основное уравнение материального баланса – для каждого момента времени вычисляется среднее пластовое давление.

– Шаг 3. С помощью полученных средних пластовых давлений вычисляются функции псевдодавлений, учитывающие переменную скимаемость флюидов в результате внутрипластового разгазирования.

– Шаг 4. По графикам в координатах дебитов от накопленной добычи, нормированных на псевдодавления, для каждого флюида строятся линейные тренды, пересечение которых с осью накопленной добычи определяют начальные дренируемые запасы, сравниваемые с эталонными.

– Шаг 5. В расчетное ядро на основе модели CRM-MF [5] из блока MFMB передаются расчетные средние пластовые давления – для приведения ежедневных дебитов к пластовым условиям и последующем суммированием в мультифлюид, и расчетный дренируемый поровый объем, промысловая динамика поступает из начальных данных.

– Шаг 6. Подбираются настроочные параметры, варьируя дренируемый поровый объем и продуктивность скважины, адаптируясь на историю.

– Шаг 7. Оптимальные настроочные параметры применяются для прогноза дебита мультифлюида, прогноз сравнивается с фактом.

Построение эталонной гидродинамической модели баженовской залежи

Для проверки работоспособности алгоритмов прокси-моделирования, основанных на методах материального баланса, и для создания контролируемых условий проведения экспериментов, была построена секторная ГДМ (рис. 4) на основе принципов тестирования прокси-моделей изложенных в работе [7]. Этапонная модель должна быть приближена к условиям баженовской свиты, основной особенностью которой является ограниченный радиус дренирования и поле искусственного коллектора.

Свойства пластов взяты с наиболее изученной Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

Рис. 5.

Динамика газового фактора горизонтальной скважины модели и горизонтальной скважины № 162 участка ОПР «Бажен» Пальяновской площади Красноленинского месторождения, начальное газосодержание $200 \text{ ст.м}^3/\text{м}^3$

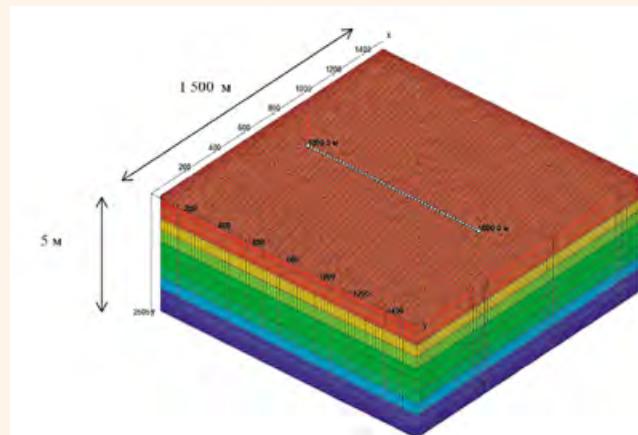
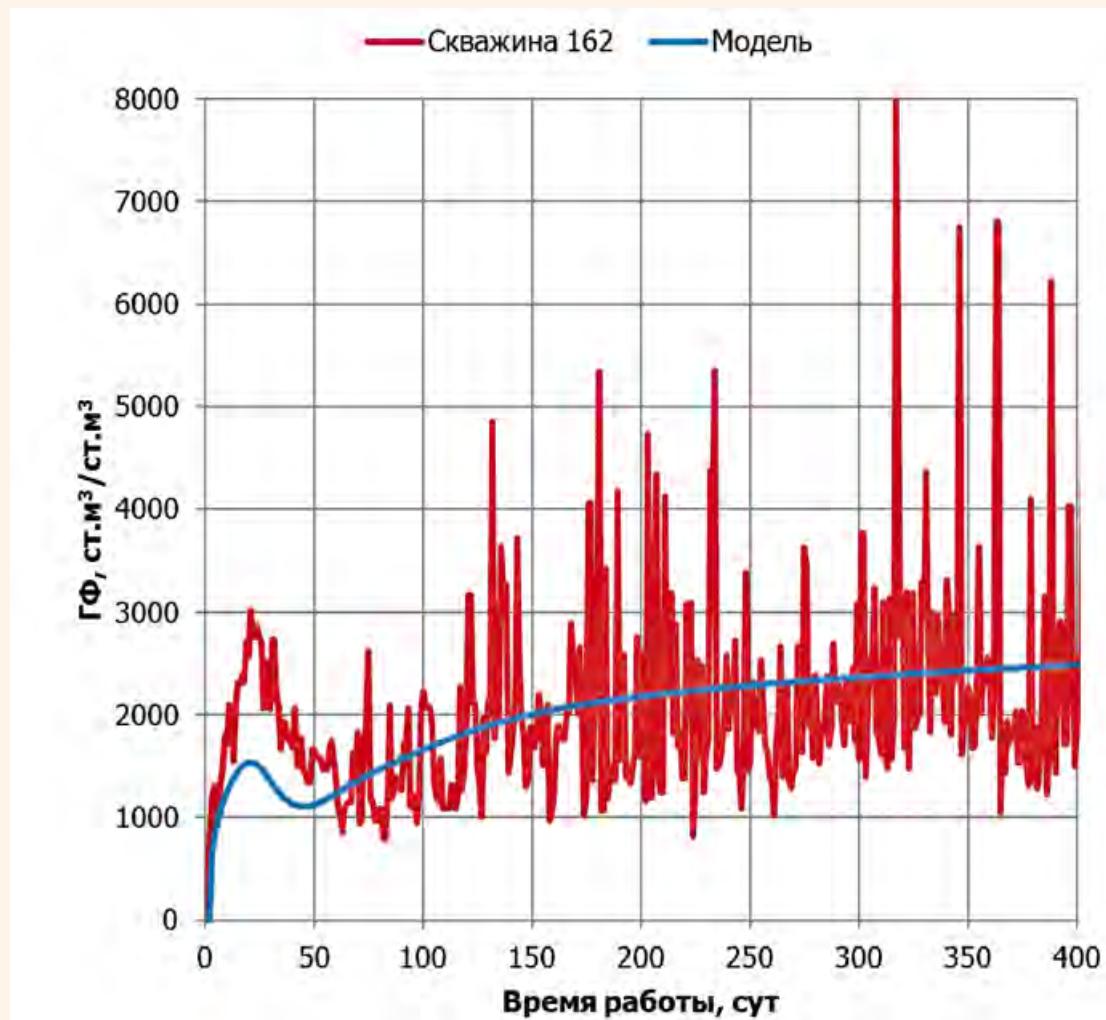


Рис. 4.

Внешний вид сеточной области эталонной гидродинамической модели

Пласти баженовской свиты практически не обладают поровой проницаемостью, фильтрация осуществляется преимущественно по системе трещин. Так как обосновать характер и расположение трещин для эталонной модели



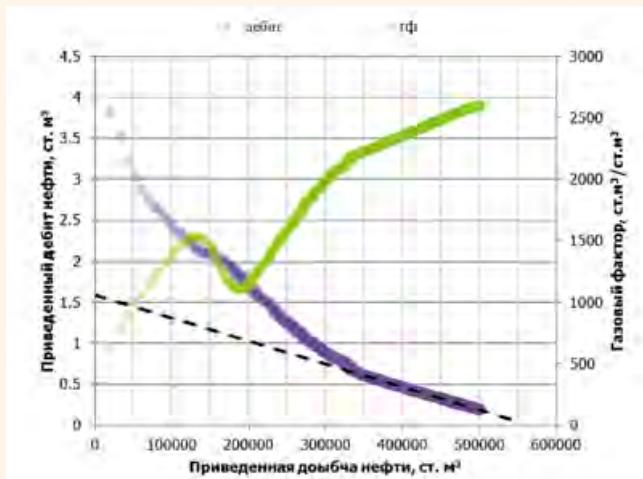


Рис. 6.

Зависимость дебита нефти и газового фактора от добычи нефти с нормировкой на псевдодавления, излом роста газового фактора указывает на стабилизацию режима фильтрации

на расстоянии 200 м друг от друга, полудлина трещины – 200 м, ширина – 0,02 м.

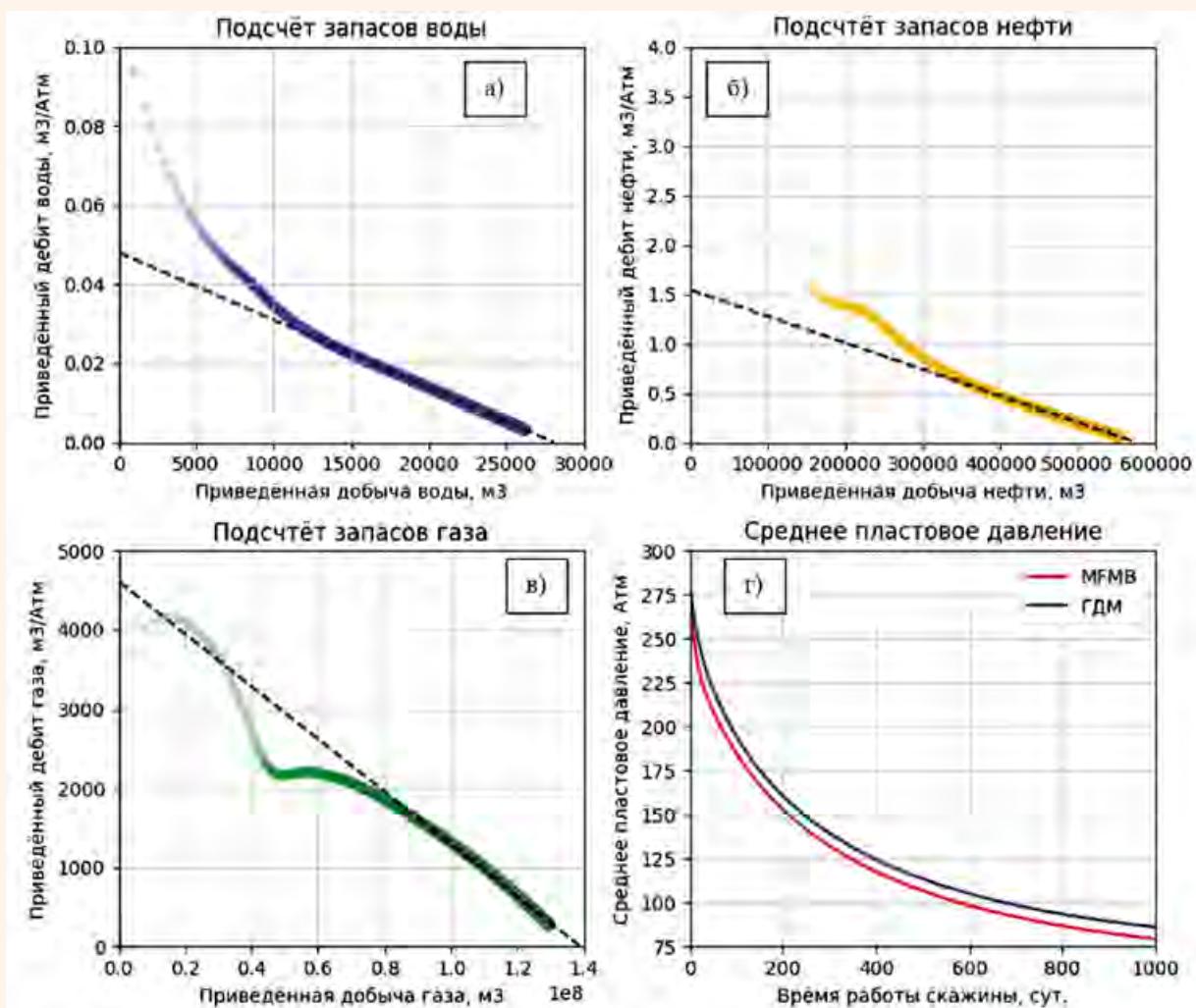
Для проведения расчетов принята трехфазная модель – вода, нефть, газ и растворенный газ. Давление насыщения равно начальному пластовому – 28 Мпа, газосодержание – 200 $\text{н.м}^3/\text{м}^3$.

Динамика добычи секторной модели калибровалась на реальные данные эксплуатации скважин участка ОПР «Бажен» Пальяновской площади Красноленинского месторождения, представленные в работах [1, 5].

На рис. 5 представлен результат адаптации ГДМ на динамику газового фактора. Она имеет характерный вид для скважин ОПР

Рис. 7.

Подсчет дренируемых запасов и воспроизведение динамики среднего пластового давления



N = 73	Нефть, тыс. ст.м ³	Газ, млн ст.м ³	Вода, тыс. ст. м ³	Дренируемый объём, тыс. пл.м ³
Значение по MFMB	576,30	128,61	21,792	1073,84
Эталонное значение ГДМ	603,86	134,76	22,75	1125,00
Относительная ошибка	-4,56%	-4,56%	-4,20%	-4,55%
Среднеквадратичное отклонение	0,86	0,19	10,51	11,40
Стандартная ошибка	0,10	0,02	1,23	1,34
Доверительный интервал	±0,20	±0,04	±2,41	±2,62

Таблица 2.

Сравнение результатов определения запасов по метода MFMB и эталонной ГДМ

«БАЖЕН» [1]. Обращает на себя существенное (в 10 раз) превышение газового фактора над газосодержанием, отмеченное и в работе [5]. Такое поведение хорошо воспроизводится на секторной ГДМ и связано с тем, что газ выделяется из всего дренируемого объема нефти, а не только из добываемой скважиной нефти. Рост в начальный момент времени связан с «гравитационными» эффектами и зависит от толщины пласта и расположения скважины относительно кровли.

Теперь, имея абсолютно контролируемые условия ГДМ, можно перейти к тестированию алгоритмов многофазного динамического материального баланса.

Подсчет дренируемых запасов и воспроизведение динамики пластовых давлений

Аналогично методу FMB для одной фазы необходимо построить три графика нормированных дебитов от нормированных накопленных добычи:

- для нефти в координатах

$$\left(\frac{q_o}{P_{pi} - P_{pwf}}, \frac{(P_{pi} - P_{pavg})N}{P_{pi} - P_{pwf}} \right);$$

- для газа в координатах;

$$\left(\frac{q_g}{P_{pi} - P_{pwf}}, \frac{(P_{pi} - P_{pavg})G}{P_{pi} - P_{pwf}} \right);$$

- для воды в координатах

$$\left(\frac{q_w}{P_i - P_{wf}}, \frac{(P_i - P_{avg})W}{P_i - P_{wf}} \right).$$

С применением метода MFMB для забойных давлений ниже давления насыщения вновь наблюдается участок линейной зависимости приведенного дебита от приведенной накопленной

добычи флюида, что позволяет найти начальные дренируемые запасы графоаналитическим методом.

На рис. 7 представлены нормированные графики подсчёта запасов нефти (а), воды (б) и газа (в), построенные по данным работы скважины в эталонной ГДМ. В табл. 2 приведено сравнение результатов определения запасов по метода MFMB и эталонной ГДМ.

Наибольший интерес представляет собой воспроизведение во времени среднего пластового давления в объеме дренирования, рис. 7г. Метод MFMB позволяет определять давление с точностью 5–10%, что вполне достаточно для вычисления коэффициентов продуктивности и оценки эффективности ГТМ.

Выводы

Метод многофазного динамического материального баланса MFMB, благодаря применению функции псевдодавлений, позволяет определить начальные дренируемые запасы пластовых флюидов в отдельности и дренируемый поровый объём в целом. Кроме того, важным результатом работы алгоритма MFMB является значение среднепластового давления дренируемой зоны.

Восстановленное пластовое давление может служить для уточнения прокси-моделей, оценки эффективности ГТМ и коэффициентов продуктивности, определения оптимальной депрессии.

Важным критерием применимости метода MFMB является полнота истории разработки – необходимы суточные замеры дебитов нефти, газа и воды, а также забойных давлений. Доказана работоспособность метода MFMB в определении дренируемых запасов на примере секторной гидродинамической модели залежи баженовской свиты. **❶**

Литература

1. Ющенко Т.С., Демин Е.В., Хабибуллин Р.А., Сорокин К.С., Хачатурян М.В., Байков И.В., Гатин Р.И. Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022. № 7. С. 72–88.
2. Шевчук Т.Н., Кашиков О.Ю., Мезентцева М.А., Байков И.В., Каримов Т.С., Гатин Р.И., Ломовицкий П.В., Коробицын Д.А. Прогноз показателей добычи из пластов баженовской свиты на основе статистических зависимостей и методов машинного обучения // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2020. № 4. С. 63–68.
3. Байков И.В., Кашиков О.Ю., Гатин Р.И., Ханов А.В., Данько М.Ю. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021. № 6. С. 106–115.
4. Морозов Н.В., Беленъкая И.Я., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2016. № 1. С. 38–45.
5. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (Capacitance-Resistive Models) к подсчету запасов Ачимовских и Баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 76–85.
6. M. S. Shahamat1 and C. R. Clarkson- Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance // SPE Res Eval & Eng 21 (02): 445–461. SPE-185052-PA
7. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю., Елишева А.О., Цинкевич О.В. Методика тестирования алгоритмов прокси-моделирования // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 128–137.

UDC 622.276

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

K.A. Slizkov, Development Analysis and Design Engineer, OOO “Tyumen Institute of Oil and Gas”¹, kostya.slizkov@gmail.com

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

Reproduction of Reservoir Pressure Dynamics by the Material Balance Method in Shale Reservoirs

Abstract. The issue of using reservoir pressure dynamics in planned reservoirs is important for measuring and evaluating hydraulic fracturing, since during the first few days, a volume of water is pumped to create an artificial reservoir, and is studied with subsequent accumulations of oil production. Such an injection volume leads to a significant increase in reservoir pressure relative to the initial one, however, it is not possible to evaluate the new initial plastic pressure using the “classic” results of pressure build-up – an increase in shutdown for up to several months. It is not known the initial reservoir pressure, it is impossible to correctly assess the productivity of the well and the efficiency of geological and technical operations. Solve the problem of modern material balance methods based on iterative procedures for selecting reservoir pressure dynamics to ensure the convergence of three-phase balance indicators. In the work on synthetic GDM and a probable development object, a new algorithm for estimating reservoir pressure was analyzed, and its performance was revealed for Bazhenov and Domanik oilfields.

Keywords: map of isobars; the development of oil fields; mathematical methods in the oil industry.

References

1. Lushchenko T.S., Demin E.V., Khabibullin R.A., Sorokin K.S., Khachaturian M.V., Baikov I.V., Gatin R.I. *Osobennosti ekspluatatsii skvazhin bazhenovskoi svity s protiazhennym gorizontanym stvolom i mnogostadiynym GRP* [Peculiarities of operation of wells of the Bazhenov formation with an extended horizontal wellbore and multi-stage hydraulic fracturing]. *PRONEFT. Professional'no o nefti* [PRONEFT. Professionally about oil], 2022, no. 7, pp. 72–88.
2. Shevchuk T.N., Kashnikov O.Iu., Mezentseva M.A., Baikov I.V., Karimov T.S., Gatin R.I., Lomovitskii P.V., Korobitsyn D.A. *Prognoz pokazatelei dobychi iz plastov bazhenovskoi svity na osnove statisticheskikh zavisimostei i metodov mashinnogo obucheniia* [Forecast of production indicators from the reservoirs of the Bazhenov formation based on statistical dependencies and machine learning methods]. *PRONEFT. Professional'no o nefti* [PRONEFT. Professionally about oil], 2020, no. 4, pp. 63–68.
3. Baikov I.V., Kashnikov O.Iu., Gatin R.I., Khanov A.V., Dan'ko M.Iu. *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. Professional'no o nefti* [PRONEFT. Professionally about oil], 2021, no. 6, pp. 106–115.
4. Morozov N.V., Belen'kaia I.Ia., Zhukov V.V. *3D modelirovanie uglevodorodnykh sistem bazhenovskoi svity: detalizatsiya prognoza fiziko-khimicheskikh svoistv uglevodorodov* [3D modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov formation: detailing the prediction of the physical and chemical properties of hydrocarbons]. *PRONEFT. Professional'no o nefti* [PRONEFT. Professionally about oil], 2016, no. 1, pp. 38–45.
5. Dan'ko M.Iu., Brilliant L.S., Zav'ialov A.S. *Primenenie metoda dinamicheskogo material'nogo balansa i CRM-metoda (Capacitance-Resistive Models) k podschetu zapasov Achimovskikh i Bazhenovskikh kollektorov* [Application of the dynamic material balance method and CRM-method (Capacitance-Resistive Models) to the calculation of the reserves of the Achimov and Bazhenov reservoirs]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4, pp. 76–85.
6. M. S. Shahamat1 and C. R. Clarkson- Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance // SPE Res Eval & Eng 21 (02): 445–461. SPE-185052-PA
7. Brilliant L.S., Zav'ialov A.S., Dan'ko M.Iu., Elisheva A.O., Tsinkovich O.V. *Metodika testirovaniia algoritmov proksi-modelirovaniia* [Methodology for testing proxy modeling algorithms]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 4, pp. 128–137.



А.С. Чинаров
канд. техн. наук
ООО «Газпромнефть НТЦ»¹
Центр проектно-технической документации
и подсчета запасов
эксперт по проектно-технической
документации
Chinarov.AS@gazpromneft-ntc.ru



И.А. Романов
ПАО «Газпром нефть»²
Департамент лицензирования и
недропользования
руководитель направления по
управлению проектно-
технологической документацией
Romanov.IAN@gazprom-neft.ru



В.А. Лушпев
ООО «Газпромнефть НТЦ»³
Центр проектно-технической
документации и подсчета
запасов
руководитель центра
Lushpeev.VA@gazpromneft-ntc.ru



К.О. Алексеева
ООО «Газпромнефть НТЦ»³
Центр проектно-технической
документации и подсчета запасов
руководитель направления по
гидродинамическому
моделированию
Alekseeva.KO@gazpromneft-ntc.ru



А.Г. Шатровский
канд. техн. наук
ООО «Газпромнефть НТЦ»³
Центр проектно-технической
документации и подсчета
запасов
руководитель направления
Shatrovskiy.AG@gazpromneft-ntc.ru

Цифровой проектный документ

Как принципиально новый интеграционный уровень методологии, проектирования и экспертизы. От отчета к модели iPTD

¹Россия, 190000, Санкт-Петербург, Синопская наб., 22, БЦ «Синоп»

²Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, 3–5.

³Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, 75–79, лит. Д.

На данный момент в отрасли отсутствует техническая возможность полноценного оперативного управления содержанием ПТД, отсутствуют системные подходы и инструменты для получения, обработки, обмена данными, их хранения. Вызовы внешней конъюнктуры требуют системного реагирования, а не эпизодического решения путем локальных авральных усилий. Одной из основных задач процесса и развития технологии создания ПТД является необходимость реализации в области развития цифровых решений существующего высокого потенциала интеграции компании-недропользователя, проектных институтов и органов государственной экспертизы и недропользования. В качестве ответа на эти вызовы в компании «Газпром нефть» ведется разработка единой системы, в которой связанные между собой модули позволяют выполнять полный цикл проектирования и подготовки ПТД

Ключевые слова: разработка месторождений УВС; проектно-технологическая документация; изменчивость внешних условий; цифровизация процесса; технология создания ПТД; постоянно действующая цифровая модель ПТД

Проблематика разработки и формирования проектно-технической документации на разработку месторождений УВС определяется необходимостью регулярного формирования ПТД в условиях высокой сложности создания целостного, связанного, единого расчета, отображаемого в проектной документации в текстовой, табличной, графической форме. Она осложнена высокой изменчивостью внешних и внутренних условий, требований и факторов риска для актива.

На данный момент в отрасли отсутствует техническая возможность полноценного оперативного управления содержанием ПТД, отсутствуют системные подходы и инструменты для получения, обработки, обмена данными, их хранения. Все применяемые ИТ-решения являются узко-направленными, имеют отрывочный, слабосвязанный между собой характер, и связаны друг с другом, в основном, известным продуктом из пакета *MS Office*.

Сложившаяся ситуация влечет риски потери наработанной информации, отсутствия возможности повторения и проверки расчетов при их корректировке, и как следствие – сложный, рискованный и неоптимальный путь подготовки, расчета и пересчета вариантов разработки, технико-экономических показателей, что является препятствием для компаний полноценно и оперативно отвечать на вызовы государственной системы недропользования.

Вызовы внешней конъюнктуры требуют системного реагирования, а не эпизодического решения путем локальных авральных усилий.

Основная проблема проектных документов – это высокая волатильность условий, определяющих значения прогнозных показателей разработки, это определяет неизбежный процесс морального устаревания проектных документов.

Мы не имеем возможность зафиксировать текущее состояние проработки документа, и любое новое представление о запасах и процессах разработки скатывает проектный документ к началу пути.

Возникновение новых условий, как например, соглашения ОПЕК+, нивелирует ценность документа и требует его полного пересмотра практически с нуля единовременно по целому кластеру активов.

При этом срок жизни таких документов – 1–2 года, через которые они вернутся в исходное состояние, и не по причине плохой проработки. Причина – изменчивость внешних условий – изменения по ОПЕК+, изменения запасов при разбуривании, изменения объемов добы-

чи, внедрение компаниями новых технологий и способов разработки.

Ситуация усугубляется низкой степенью цифровизации процесса при достаточно высокой сложности и трудозатратности процесса подготовки ПТД.

Во многих компаниях при создании ПТД реализуется процесс фрагментарного покрытия расчетов собственными наработками и решениями, однако эти решения не имеют системного характера в рамках отдельно взятых компаний, тем более в отрасли.

Осложняет процесс необходимость значительного числа различного рода конвертаций данных при переходе от одного расчета к другому, различные и непрозрачные алгоритмы расчета у разных специалистов, подрядчиков, накопление ошибок при конвертациях.

Крайне важная проблема – «распыленные» данные, сотрудники собирают, консолидируют и обрабатывают данные локально, каждый по своей логике. Результат такой обработки зачастую является одноразовым ввиду отсутствия единой систематизации, хранения и переиспользования обработанных данных.

Отсутствует возможность оперативного управления расчетами. Существующая раздробленность «коленочных» решений и локально-применимых систем для проектирования и анализа приводит к отсутствию возможности расчета сценарных условий проектирования для типовых случаев.

Остро стоит проблема интеграции, для дальнейших расчетов, результатов, полученных на разных гидродинамических моделях. Это связано со сложностью расчета больших моделей и необходимостью декомпозиции до размеров, обрабатываемых доступными серверными мощностями, в определенных случаях – разделения объекта ГМ до секторных моделей.

Редкая модель превышает по запасам размер эксплуатационного объекта. Редкая модель обсчитывается на высокопроизводительном кластере. Моделирование месторождения в целом осуществляется практически только для мелких по запасам месторождений.

В итоге мы имеем ПТД в виде отчета в книгах, протокола, набора разрозненных цифровых геолого-гидродинамических моделей. Все результаты проработки решений, анализа данных, расчетные выкладки, результаты формирования базы данных для расчета, логика получения расчетных данных – остаются за кадром, не могут быть воспроизведены без участия автора, и в случае необходимости должны быть выполнены заново.

Резюмируя вышесказанное, можно сформулировать следующие основные вызовы процесса и технологии разработки проектного документа:

- отсутствие технической возможности внесения оперативных изменений в проектно-техническую документацию;
- отсутствие инструментов и системных подходов обмена данными, их обработки и хранения;
- необходимость повышения качества и оперативности создания ПТД, обеспечения преемственности сутевой составляющей ПТД;
- сложный и неоптимальный путь подготовки и расчета вариантов разработки для ПТД;
- риски потери информации и документации проекта; сложность поддержки и контроля решений сторонних подрядчиков;
- изменения нормативно-правовых документов в области недропользования, необходимость адаптации к подобным изменениям.

Необходимо отметить, что на данный момент в отрасли нет отношения к процессу проектирования, создания ПТД, как к технологии.

Одной из основных задач процесса и развития технологии создания ПТД является необходимость реализации в области развития цифровых решений существующего высокого потенциала интеграции компаний-недропользователя, проектных институтов и органов государственной экспертизы и недропользования.

Создание ПТД – это многопараметрический процесс. Опыт развития подобных процессов проектирования, например, интенсивное развитие различного рода САПР – CAD (*Computer-aided design*), CAE (*Computer-aided engineering*), CAM (*Computer-aided manufacturing*) и т.д. показывает, что единственная возможность обеспечить устойчивость процесса проектирования на достигнутой вершине и его технологическое развитие, это создание и поддержание цифрового двойника такого процесса с высокой степенью объективизации решений, содержащей все расчетные связи, в актуальном состоянии с минимизацией действий по их актуализации – это целевое состояние системы проектирования.

Задачи проектировщика в такого рода системах сводятся к созданию разнородных объектов, управлению объектами и установлению допустимых связей между объектами – созданию структур из объектов. Это эволюционно более эффективный и производительный процесс по сравнению с оперированием исходными разрозненными данными.

В качестве ответа на эти вызовы в компании «Газпром нефть» ведется разработка единой

системы, в которой связанные между собой модули позволяют выполнять полный цикл проектирования и подготовки ПТД.

Ключевым звеном в процессе интеграции и развитии решений является постоянно-действующий проектный документ – цифровая модель, консолидирующая в себе единую методологию расчета, а также, на ее основе, – весь процесс подготовки ПТД, промежуточные и основные результаты расчетов.

Необходимо принципиальное смещение ПТД в область состояний в формате цифровой модели ПТД, с поддержкой актуализации моделей ПТД, тогда чувствительность документа к изменениям снизится, масштабность коррекции будет нивелирована этой моделью, имеющей сквозной расчет и настроенный автоматический отчет, а множество просчитанных рабочих вариантов позволят снизить нагрузку от новых изменений внешних условий.

Переход к постоянно действующим цифровым проектным документам позволит поддерживать ПТД в практически актуальном состоянии и оперативно, сообразно вызовам, реагировать и выдавать документ не с нуля, а только с добавлением в него необходимых корректировок.

Наличие постоянно действующей цифровой модели ПТД и управляющей ею системы позволит избавить от ошибок, недоработок и потенциальных вопросов экспертизы основной объем расчетной и обосновывающей части документа. Позволит автоматизировать и урегулировать в едином для всех ключе процесс подготовки и управления данными, процесс анализа, проектирования, необходимых обоснований.

Одним из определяющих драйверов трансформации ПТД является высокая плотность необходимой синхронизации ПТД и ПЗ, поскольку изменение запасов требует создания нового ПТД на новые запасы.

Эти два процесса тесно переплетены и имеют большое количество обратных связей, взаимодействия, результатом которых является необходимость корректировок расчетов внутри каждого процесса, иногда до полного перестройки моделей и переработки ПТД на последних этапах.

В подавляющем большинстве случаев оперативное изменение запасов поступает к середине года, во многих случаях – даже к концу года, что определяет необходимость крайне оперативной реакции на изменения с возможностью устранения лицензионных рисков актива.

Цифровой ПТД позволит получить возможность максимально оперативной реакции на изменения – на новые запасы в рамках ПЗ и ОПЗ, на новые видения планов развития акти-

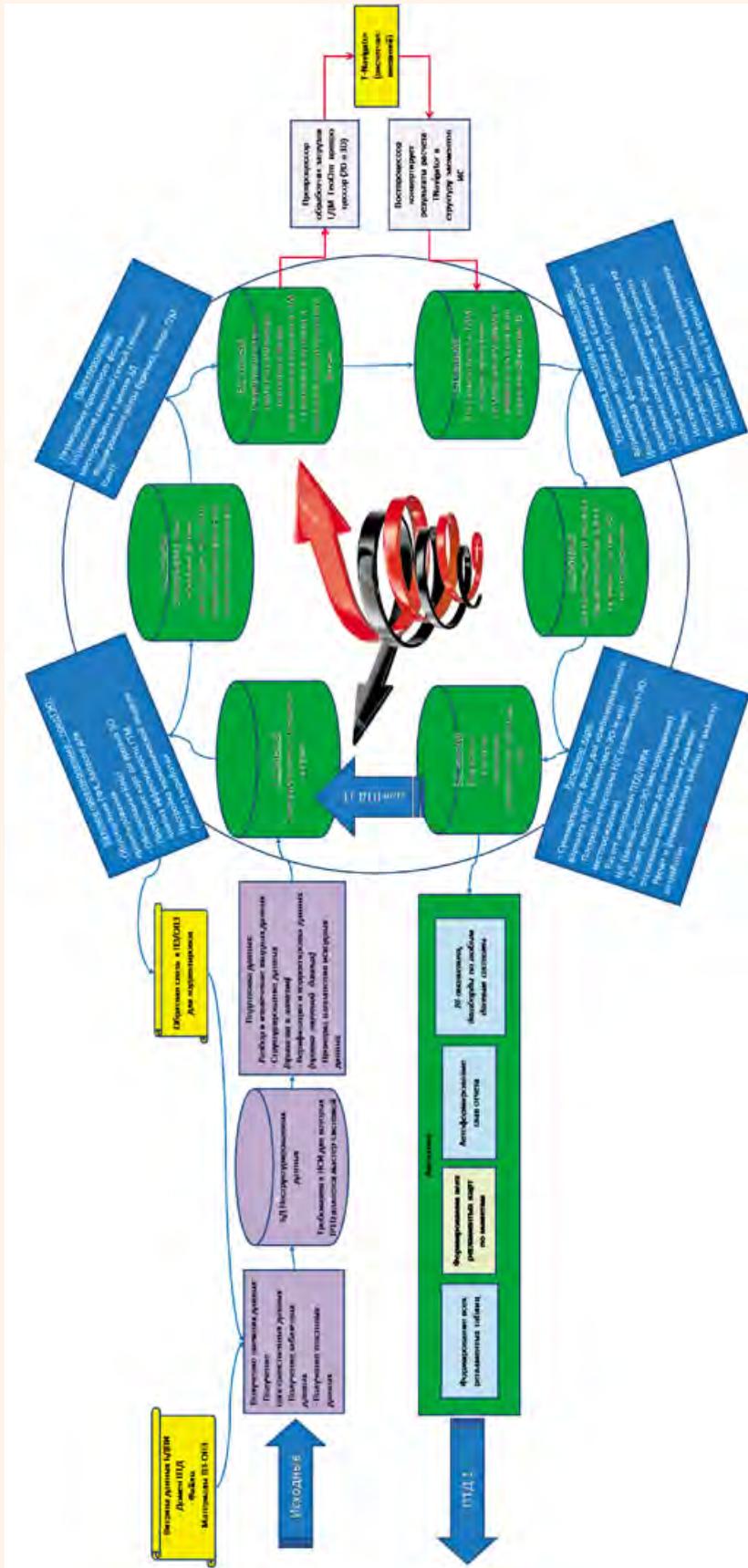


Рис. 1.
Схема построения процесса предлагаемой технологии проектирования iPTD

ва, учесть вариативность и требования к льготированию.

Мы провели детальный анализ затрат при создании ПТД, вычленили критический путь, определяющий сутевую составляющую документа, на котором требуется сосредоточение экспертного внимания, и определили рутинные и потоковые операции, которые могут быть цифровизованы.

В результате оценки мы пришли к выводу, что цифровизация процесса подготовки ПТД позволит снизить затраты на рутинные операции на 7%, операции на критическом пути – на 23%. При такой оптимизации основные затраты специалистов будут сосредоточены на гидродинамическом моделировании – повышении качества моделирования процесса разработки.

Разрабатываемое компанией «Газпром нефть» Data Science-решение реализует качественное изменение технологии процесса ПТД (*рис. 1*) на основе нового подхода по организации разнородных данных, что позволит получить и ввести в оборот новые продукты с принципиально новыми, недоступными ранее свойствами и возможностями.

Новые свойства для управления:

- консолидация разнообразия данных полного цикла: расчетов, версий данных, исходных данных;
- универсализация данных в едином расчетном контексте: детализации, структуры, связности данных;
- универсальная объективизация данных укрупнением до объектов управления.

Новые возможности системного управления по активу и группе активов в целом:

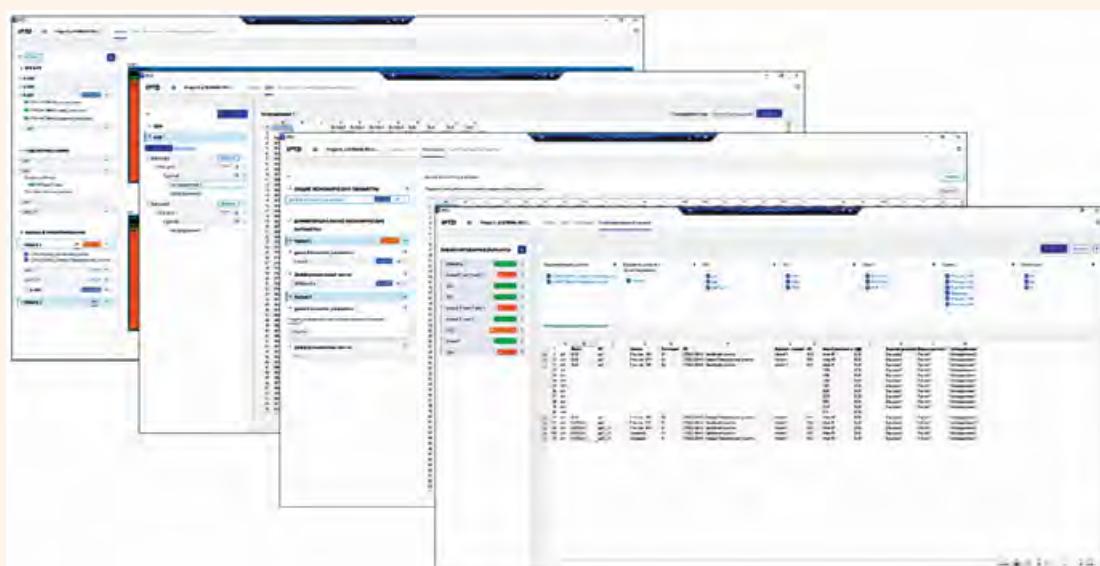
- целостность расчета;
- создание, модификация, пересчет сценариев;
- базовое прокси-проектирование;
- подбираемость, многовариантность;
- оптимизируемость, актуализируемость;
- взаимовлияние параметров, сравнение, обобщение;
- прогнозирование на прокси, регрессионных моделях, моделях машинного обучения (ИИ);
- системная экспертиза, аналитика.

Новые продукты:

- новая технология создания ПТД;
- новый формат – качественный переход к модели *iPTD*;
- целевой продукт – цифровой ПТД как принципиально новый интеграционный уровень организации данных, методологии, проектирования и экспертизы;
- вторичные, производные продукты:
 - инвентаризация запасов;
 - аудит запасов;
 - база данных ЦМ ПТД для консолидации, аналитики и поставки данных в смежные системы;
 - отчет автоэкспертизы ПТД (отчет/дашборд);
 - сводный аналитический отчет по базе ЦМ по проектным решениям, характеристикам, отклонениям (отчет/дашборд);
 - аналитические многопараметрические прогнозные модели (регрессионные, МО/ИИ).

Рис. 2.

Формы прототипа ИТ-решения



Цепочка подготовки и обработки данных последовательно формирует в системе структуру сложно связанных данных с принципиально новыми свойствами и возможностями, недоступными ранее.

Основная задача при проектировании системы – обеспечить эволюцию связности данных по следующему пути:

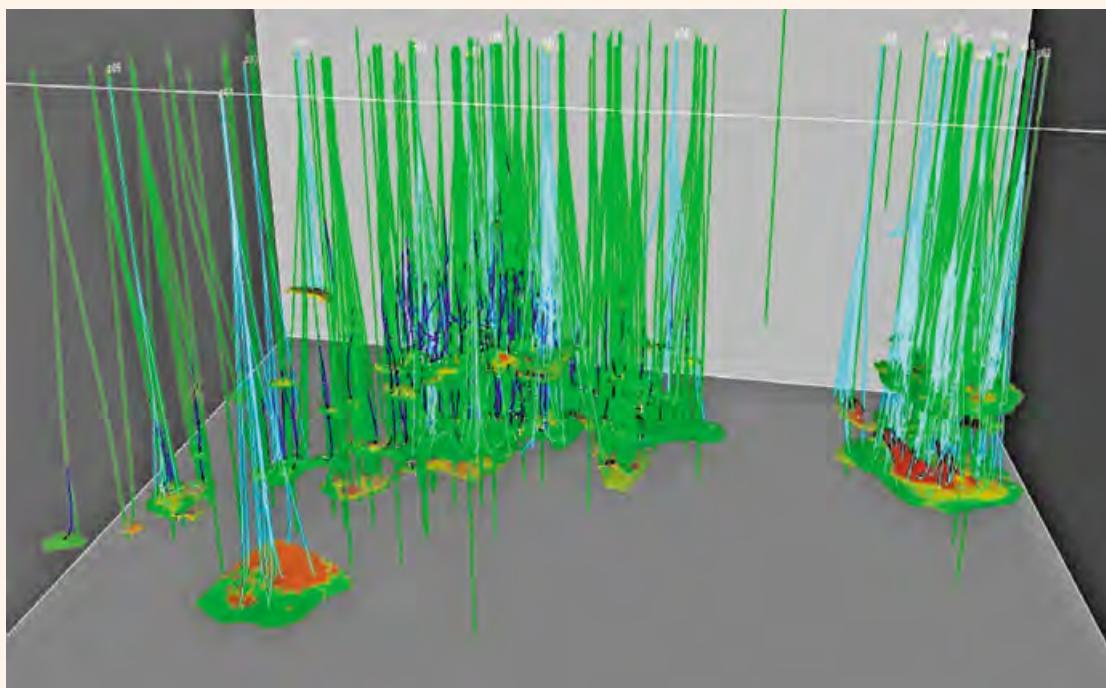
- разрозненные, разнородные исходные данные;
- исходные данные, связанные атрибутами (структуры запасов, версий, типов, видов, параметров);
- повышение связности за счет установления зависимостей между элементарными несвязанными объектами;
- повышение связности данных за счет установления зависимостей между объектами, с учетом их структуры вложенности.

Решение этой задачи позволяет применять к структурированным таким образом данным алгоритмы обработки, принципиально недоступные ранее.

При правильной постановке вопроса и реализации организации данных система откроет путь для применения *BI*-аналитики, развития *Data Science*-решений в более широком понимании, разработки датасетов, разноуровневых дашбордов, регрессионных моделей, методов обработки с применением моделей машинного обучения и искусственного интеллекта.

Рис. 3.

Прототип реализации структурного каркаса месторождения в целом с распределением и взаимоувязкой проектного и фактического фонда скважин по залежам УВС.



Стоит отметить, что данный подход не предполагается реализовывать с нуля, мы давно подходим к решению этой сквозной задачи, и имеем увязанные прототипы решений, позволяющие формировать основной сквозной расчет варианта в цепочке «показатели разработки ГДМ – расчет технологических показателей варианта (регламентные формы) – расчет экономических показателей варианта (регламентные формы)» (рис. 2).

На данный момент мы подошли к масштабированию расчета на работу с «гиперкубом» полных данных вариантов, и соответственно, к созданию функционала управления объектами в проекте.

Создаваемая система позволит:

- в оперативном режиме учитывать все изменения в структуре запасов;
- учитывать изменения проектных решений, в том числе сближение с планами актива;
- автоматически формировать проектные решения и реализовывать их в технологических расчетах;
- обеспечивать бесшовный интерфейс взаимодействия с гидродинамической моделью;
- реализовывать по скважинные прокси-расчеты;
- получать показатели разработки и оценки экономической эффективности с детализацией до структуры государственного баланса и любой необходимой группировкой данных для расчета;

– формировать максимально полные автоотчеты по требованиям к ПТД.

Система позволит формировать проектные решения с опорой на целостный структурный каркас и 3D-запасы месторождения в целом, с учетом топографии и наземной инфраструктуры (*рис. 3*). Это даст возможности:

- максимально приблизить результаты проектирования к реальным условиям;
- оптимально использовать проектный и фактический фонд скважин за счёт максимально вовлечения транзитного фонда на возвратных объектах месторождения;
- определить точки пересечения проектных скважин с транзитными объектами эксплуатации, сместить их при необходимости, сформировать систему разработки с использованием транзитного фонда скважин с учётом режима их работы (добыча, нагнетание);
- уточнить положение кустов относительно природных препятствий, объектов инфраструктуры, зон с экологическими ограничениями.

Стоит отметить, что тема экспертизы ПТД в контексте создаваемой системы также является важной.

Перевод ПТД в формат цифровой модели ПТД позволит не только обеспечить разработку проектных решений, но и дает инструмент анализа, обобщения и экспертизы.

Такой инструмент сможет централизовать методологическое решение, повысив техническое и технологическое качество ПТД; позволит выстроить распределенную экспертизу не только внутри подразделений компании, но и внутри отрасли; позволит ускорить и усилить экспертизу ГКЗ/ЦКР, сфокусировать ее на оценке предлагаемых проектных решений.

Данная система позволит вывести экспертизу ГКЗ на новый уровень – снизить технологические барьеры для недропользователя, давая возможность представлять материалы и проходить экспертизу, когда этого требует ситуация, с минимальными сроками и возможностью оперативных изменений по ее результатам. **❷**

UDC 001.57;004.942;519.876.5

A.S. Chinarov, Cand. Sc. (Technology), Expert in Design and Technical Documentation, Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC¹, Chinarov.AS@gazpromneft-ntc.ru

I.A. Romanov, Head of the Department for Management of Design and Technological Documentation, Department of Licensing and Subsoil Use, PJSC Gazprom Neft², Romanov.IAN@gazprom-neft.ru

V.A. Lushpeev, Head of Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC³, Lushpeev.VA@gazpromneft-ntc.ru

K.O. Alekseeva, Head of Hydrodynamic Modeling, Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC¹, Alekseeva.KO@gazpromneft-ntc.ru

A.G. Shatrovsky, Cand. Sc. (Technology), Head of the Direction, Center for design and technical documentation and reserves calculation, OOO Gazpromneft NTC¹, Shatrovskiy.AG@gazpromneft-ntc.ru

¹22 Sinopskaya naberezhnaya, business center "Sinop", St. Petersburg, 190000, Russia.

²3-5 Pochtamskaya str., St. Petersburg, 190000, Russia.

³75-79 lit "D", Nabarazhnaya Reki Moyki str., St. Petersburg, 190000, Russia.

Digital Design Document as a Fundamentally New Integration Level of Methodology, Design and Expertise. From Report to iPTD-model

Abstract. At the moment, the industry lacks the technical ability to fully manage the content of design technological documentation, there are no systematic approaches and tools for obtaining, processing, exchanging data, and storing them. The challenges of the external conjuncture require a systemic response, rather than an episodic solution through local emergency efforts. One of the main tasks of the process and development of the technology for creating design technological documentation is the need to implement the existing high potential for the integration of a subsoil user company, design institutes and state expertise and subsoil use bodies in the field of developing digital solutions. As a response to these challenges, Gazprom Neft is developing a unified system in which interconnected modules will make it possible to carry out the full cycle of design and preparation of design technological documentation.

Keywords: development of hydrocarbon deposits; design and technological documentation; variability of external conditions; digitalization of the process; technology for creating design technological documentation; permanent digital model of design technological document.

31 мая-2 июня **г. Москва**

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ИМ. Н.Н. ЛИСОВСКОГО

**«ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ –
НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ»,**
ПОСВЯЩЕННАЯ 60-ЛЕТИЮ ЦКР РОСНЕДР ПО УВС

31 мая – 2 июня 2023 г. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при поддержке Федерального агентства по недропользованию проводит научно-практическую конференцию им. Н.Н. Лисовского:

«ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ – НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ»

Конференция посвящена 60-летию Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС).

В настоящее время в развитии ЦКР наступает новый этап, связанный с решением принципиально новых задач: повышение эффективности разработки месторождений в условиях преобладания трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) и необходимость их экономически эффективной разработки; внедрение процесса импортозамещения при разработке новых технологий; обеспечение дальнейшего увеличения добычи нефти и газа в целях устойчивого развития.

В первый день работы конференции в актовом зале Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации состоится пленарное заседание «Технологический суверенитет в нефтегазовой отрасли – основа энергетической безопасности России». Участниками пленарного заседания станут представители Минприроды России, Роснедр, Минэнерго России, Минфина России, Росприроднадзора, подведомственных организаций Роснедр и ведущих компаний-недропользователей.

1–2 июня конференция продолжит свою работу на площадке Центра международной торговли. В рамках деловой программы состоятся тематические сессии по следующим направлениям:

- Технологии разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами УВС
- Месторождения с ТрИЗ и повышение эффективности разработки залежей с традиционными запасами УВС
- Проблемы и перспективы развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса России

Место проведения конференции:

31 мая – пленарное заседание, посвящённое ЦКР-60 лет (Москва, Б. Грузинская, 4/6, актовой зал МПР РФ)

1–2 июня – научные сессии (Москва, Краснопресненская наб., 12, Центр международной торговли, 7 подъезд, 4 этаж)

По вопросам участия:

Анна Курманова, эл. адрес: kurmanova@gkz-rf.ru, тел.: +7 (905) 577-10-35

Александра Хопта, эл. адрес: khopta@gkz-rf.ru, тел.: +7 926 121 34 62



В.В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук
ООО «Альтаир»¹
главный специалист по разработке
нефтяных и газовых месторождений
trushkinvv@altairoil.ru



М.Г. Собослаев
ООО «Альтаир»¹
генеральный директор



Д.Э. Хагай
ООО «Альтаир»¹
главный геолог

Возрастание роли использования метода гидроразведки залежей в современных условиях

¹Россия, 634062, Томск, ул. Иркутский тракт, 70д

В статье рассмотрена теоретическая суть метода гидроразведки и его эффективность на примере уточнения модели, крупного по запасам Игольско-Талового месторождения нефти Томской области. В современных условиях в связи с использование электронных манометров эффективность метода повышается в особенности на мелких и очень мелких месторождениях, что рассмотрено на примере четырех залежей в Оренбургской области.

Ключевые слова: метод гидроразведки; кривая восстановления давления; радиус исследования; подсчет запасов; нефть; газ; непроницаемый экран

С2016 г. в России введена новая классификация запасов УВС. По величине запасов впервые выделены очень мелкие месторождения с извлекаемыми запасами нефти менее 1 млн т и газа менее 1 млрд м³, а величина запасов мелких месторождений уменьшилась в 2 раза, соответственно, нефти до 5 млн т и газа до 5 млрд м³. Запасы этих месторождений разрешили изменять на оперативном уровне, без разделения на зоны насыщения, а проектные документы теперь допускается составлять для нескольких таких месторождений. При наличии инфраструктуры поисковые скважины открытых месторождений сразу вводятся в пробную эксплуатацию, через год в пробную эксплуатацию и через три года в разработку. Упрощение требований к разведке и разработке таких месторождений повысило их рентабельность и инвестиционную привлекательность. Например, в 2017 г. доля таких месторождений, прошедших экспертизу ГКЗ, составляла 58%, в Саратовской области начинается рост открытия таких месторождений. В 2017 г. открывается 9 месторождений, в 2018 г. – 9, в 2019 г. – 13 и в 2020 г. – 16.

На открытых пластово-сводовых залежах флюидные контакты условно принимаются по замыкающим изогипсам, запасы категории С₁ выделяются в квадрате со сторонами на расстоянии, равном 2L, согласованном в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей. Если характер насыщения в скважине ниже опробованного интервала неясен, запасы категории С₁ принимаются по нижним отметкам интервала перфорации. При вводе в последнем случае скважин в пробную эксплуатацию может возникнуть дисбаланс запасов, добыча может превысить запасы категории С₁.

Разведка таких месторождений также проводится разведочным бурением для достижения запасов категории С₁ 30%, при которых мес-

Рис. 1.
Суть определения по КВД времени начала реагирования скважины



торождение считается подготовленным к разработке. Ранее, согласно инструкции ГКЗ 1980 г., эти запасы составляли 80%. В этих условиях в основном бурение проводится в «условных» чисто нефтяных зонах, с последующей целью максимально возможной добычи. Остающиеся запасы категории С₂ – 70% разведываются эксплуатационным бурением, также по возможности, в «условных» чисто нефтяных зонах. Соответственно, возникает вторая проблема – определения ГВК или ВНК залежей. При значительном неподтверждении условных контактов возможно бурение непродуктивных эксплуатационных скважин.

Для решения этих проблем без бурения скважин эффективным может оказаться метод гидроразведки, на возможность применения которого указал еще в 1957 г. В.П. Яковлев [1].

Теоретические основы метода

гидроразведки

Теоретической основой метода гидроразведки являются КВД и КВУ, обработанные в полулогарифмических координатах. В отличие от «точечного» определения проницаемости и толщины по скважинной геофизике, ГДИС позволяют определять изменения этих параметров по площади. По тангенсу углу наклона аппроксимируемого прямолинейного участка и дебиту скважины (Q) определяется гидропроводность однородного пласта, а затем, зная эффективную толщину пласта (h) и вязкость (μ), можно определить проницаемость пласта (k)

$$\operatorname{tg}\alpha = Q\mu / (4\pi kh)$$

Если в радиусе исследований параметры гидропроводности изменяются, то аппроксимируемая прямая меняет угол наклона. При постепенном изменении kh – литологическом замещении или выклинивании, происходит плавный переход на второй прямолинейный участок с соотношением $\operatorname{tg}\alpha_2/\operatorname{tg}\alpha_1=2$. При наличии непроницаемого разлома будет резкий переход на второй прямолинейный участок (рис. 1). При наличии в контуре исследования флюидных контактов, за счет изменения вязкости флюида угол наклона также будет изменяться. Например, если в радиусе исследования нефтяной скважины находится ВНК или ГНК, то прямая линия отклонится вниз. В газовой скважине, наоборот, при ГНК или ГВК прямая линия отклонится вверх.

Метод гидроразведки позволяет устанавливать радиус однородности пласта и расстояния до границ различных родов по формуле:

$$R = 1.5 \sqrt{x \cdot t_{ep}},$$

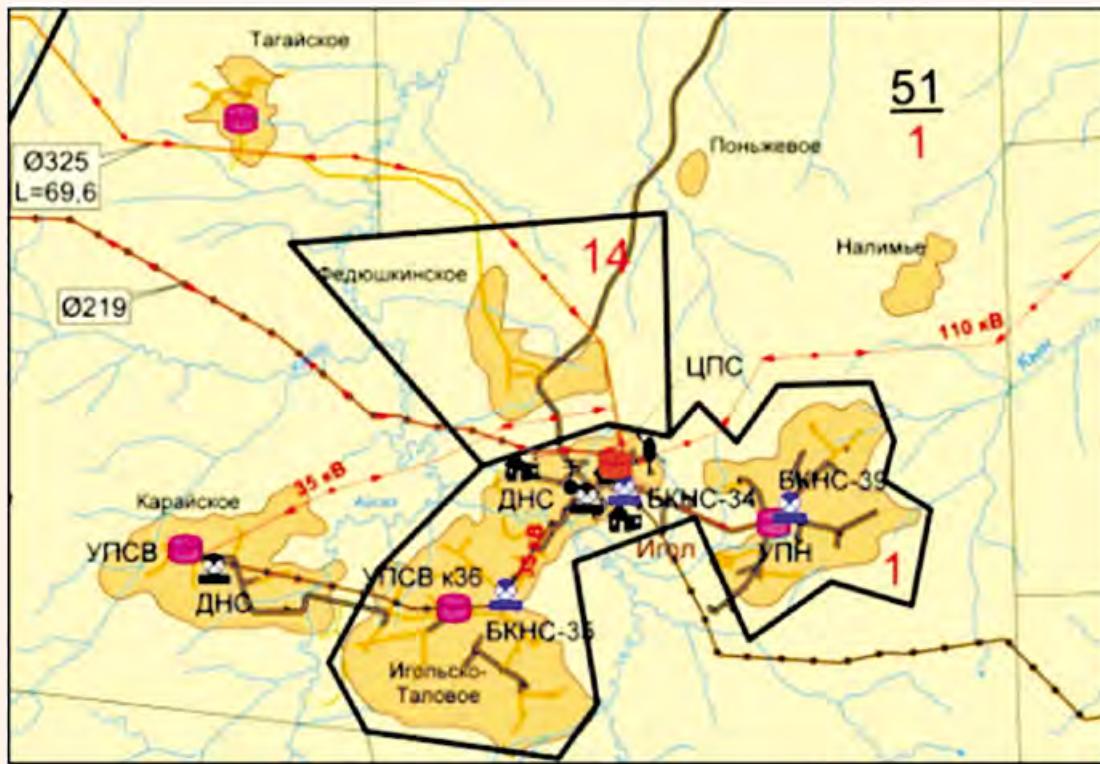


Рис. 2.
Обзорная схема района Игольско-Талового месторождения нефти.

где x – коэффициент пьезопроводности, $\text{см}^2/\text{сек}$, $t_{\text{пр}}$ – время начала реагирования скважины с границей, сек (рис. 1). При отсутствии границ по этой же формуле определяется радиус однородности пласта, по времени конца записи КВД. При этом существенная сложность в расчете пьезопроводности пласта по формуле В.Н. Щелкачева могла приводить к различию определения величин радиусов и расстояний до границ в 2–3 раза.

$$x = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{ж}} + \beta_n)},$$

где β^* , $\beta_{\text{ж}}$, β_n – коэффициенты упругоемкости пласта, сжимаемости флюида (нефти, газа, воды), сжимаемости породы, $1/\text{кгс}/\text{см}^2$; m – коэффициент пористости, д.ед. Основная причина неточности определения расстояний и радиусов – значительный разброс значений $\beta_{\text{ж}}$ и β_n .

Основной причиной, по которой метод не получил широкого применения, явилось использование механических глубинных манометров для записи КВД. Время непрерывной работы глубинных манометров составляет 12 ч, очень трудоемко снятие при помощи компаратора вручную точек и пересчет их в давления. По этим причинам радиус исследований не превышал 100 м, а точки снимались через 1–3 ч, что приводило к загрубленности обработки КВД и, как следствие, не всегда выявлялись границы, не-

точно определялись их виды и время начала реагирования скважины с ними. Кроме этого, недостатком метода гидроразведки являлась неясность – в каком направлении находится граница, что требовало привлечения другой геолого-геофизической информации по залежи и в первую очередь – данных СРР. Тем не менее, даже в тех условиях метод мог дать существенное уточнение модели и запасов месторождений.

Пример эффективности уточнения модели и запасов Игольско-Талового месторождения нефти методом гидроразведки и других данных ГДИС

В качестве очень наглядного примера эффективности применения метода гидроразведки в данной статье подробно рассматривается Игольско-Таловое месторождение нефти. Месторождение находится на юге Томской области в пределах лицензионного участка, принадлежащего ОАО «Томскнефть» ВНК. Исходя из обзорной схемы инфраструктуры, поселок, вертолетная площадка, производственные сооружения построены неэффективно на окраине Игольской залежи (рис. 2).

Модель месторождения была принята в ГКЗ, но существенно не подтвердилась на начальной стадии разработки в 1991 г., что привело к резкому падению добычи и существенным эконо-

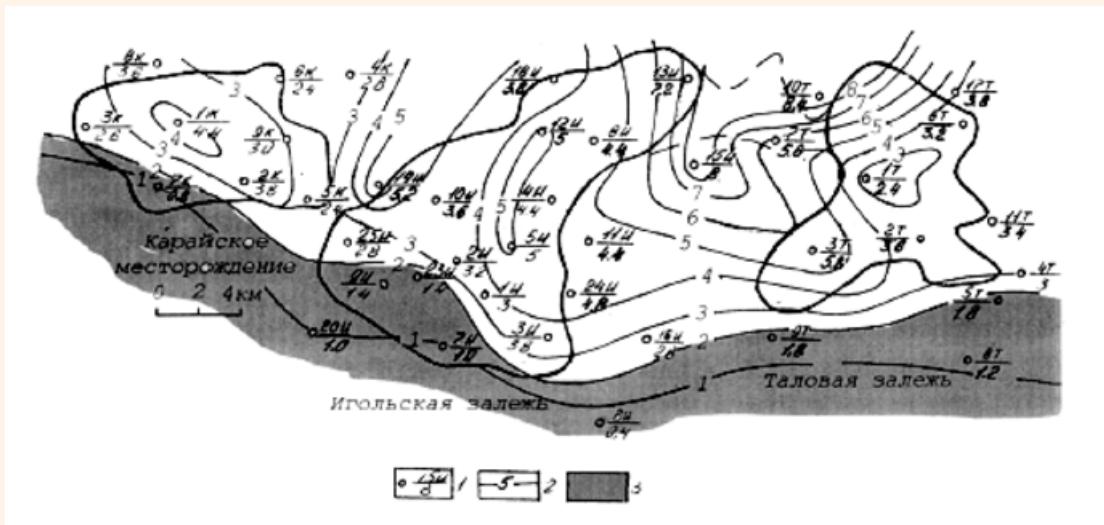


Рис. 3.

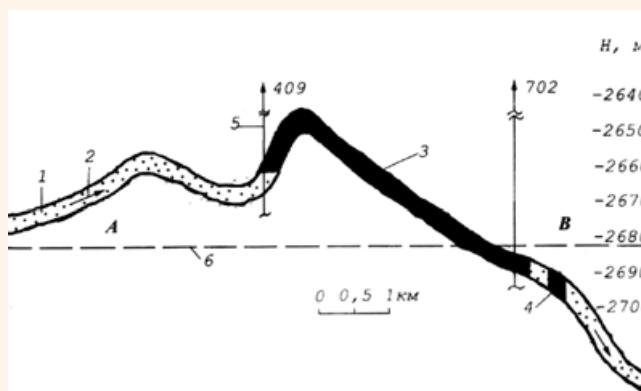
Карта эффективных толщин Ю₁⁰ Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти: 1 – скважина (в числителе – номер, в знаменателе – эффективная толщина); 2 – изолинии эффективных толщин; 3 – эффективных толщины менее 2 м

мическим инфраструктурным издержкам. Избежать этих экономических потерь можно было бы без бурения дополнительных разведочных скважин, если бы при подсчете запасов были учтены данные ГДИС.

Запасы Игольско-Талового месторождения совместно с Карайским были подсчитаны по залежи пласта Ю₁⁰ верхнеюрских отложений с горизонтальным ВНК -2682 м, которая располагалась в двух структурах Игольской и Таловой, сочленяющихся на севере. Нефтеносность структуры сочленения была подтверждена испытанием разведочной скв. № 7 Таловой (7-Т), из которой был получен приток нефти дебитом 19,7 м³/сут.

Рис. 4.

Геологический разрез пласта Ю₁⁰ северо-востока Игольской структуры: 1 – водонасыщенный песчаник; 2 – региональное направление фильтрации вод; 3 – нефтенасыщенный песчаник; 4 – песчаник с предполагаемым нефтенасыщением; 5 – эксплуатационная скважина; 6 – линия ВНК, принятая при подсчете запасов



По величине извлекаемых запасов месторождение относилось к средним, по геологическому строению – к сложным, за счет невыдержанности эффективных толщин, уменьшающиеся с севера на юг от 8,4 м до 0,4 м. Поэтому освоение месторождения началось с западной части структуры сочленения, имеющей максимальные эффективные мощности пласта 6–9 м (рис. 3).

Бурение первого куста скважин не подтвердило ВНК. По скв. № 409 он оказался на 17 м выше принятого. Затем пробуренная вне проекта за утвержденным контуром ВНК скв. № 702, наоборот, на севере структуры сочленения вскрыла нефтенасыщенный пласт на 10 м ниже принятого ВНК (рис. 4).

При освоении и вводе в добывчу скважин происходило не характерное для месторождений Томской области резкое падение пластовых давлений, определенных в поисково-разведочных скважинах в среднем 28,3 МПа и в эксплуатационных скважинах – 21,9–25,7 МПа, что рассматривалось одной из главных причин резкого падения, вплоть до полного прекращения дебитов основной части эксплуатационных скважин в первый месяц их работы. Это потребовало оперативного пересмотра модели месторождения и выяснения причин падения пластовых давлений.

Для этого были проанализированы, проверены и частично переинтерпретированы материалы ГДИ поисково-разведочных скважин и проинтерпретированы КВД по эксплуатационным скважинам. Затем на основе методики, изложенной американским исследователем

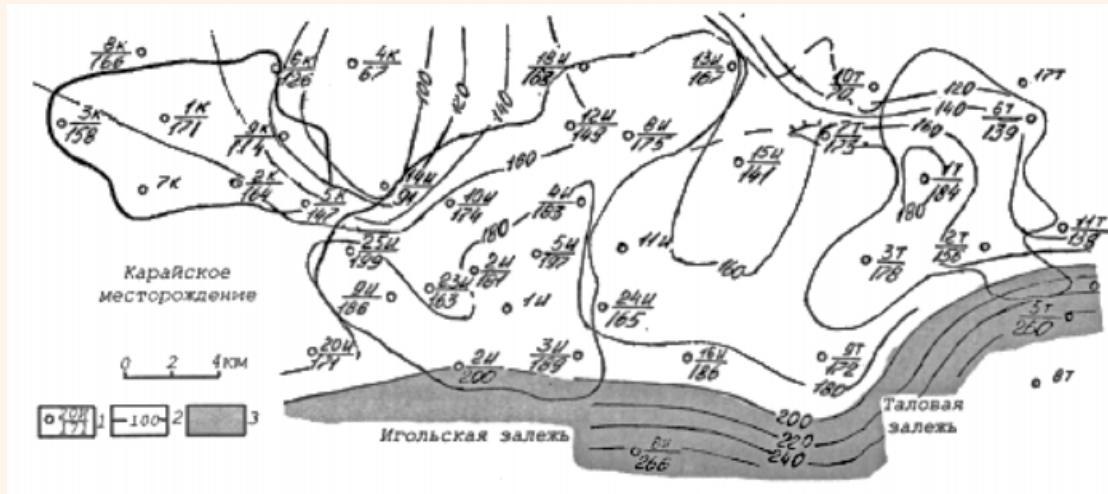


Рис. 5.

Карта приведенных напоров пласта Ю₁⁰ Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти: 1 – скважина (в числителе – номер, в знаменателе – приведенный напор); 2 – изолинии приведенного напора, м; 3 – приведенные напоры более 200 м

Э.Ч. Дальбергом [3] было проанализировано влияние гидродинамической обстановки на сохранность залежей. Для этого по пластовым давлениям были рассчитаны приведенные напоры к плоскости ВНК 2683 м и построена соответствующая карта (рис. 5).

Максимальный напор 266 м был определен на юге по пластовому давлению, определенному методом Хорнера по переинтерпретированной КВД, записанной при испытании в процессе бурения КИИ-146 в скв. № 6 Игольской структуры (6-И). По переинтерпретированной КВД пластовое давление, наоборот, увеличилось на 0,7 МПа (рис. 7). По скв. № 25-И также обнаружена ошибка в определении пластового давления на 0,55 МПа. По некоторым остальным скважинам давления также увеличились с учетом глубины замера и по другим причинам. В итоге первоначальное предположение при освоении месторождения, что пластовые давления были при разведке месторождения завышены, не подтвердилось. Они, наоборот, были занижены.

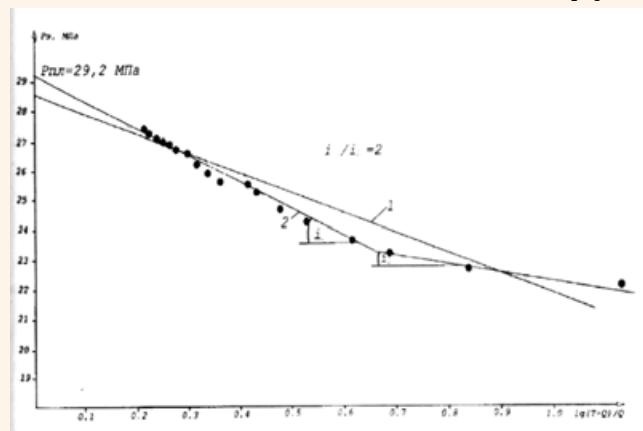
Для применения методики Э.Ч. Дальберга необходимо установить региональное направление фильтрации вод в пределах месторождений. Для этого, также по переинтерпретированной КВД скв. 6-И (рис. 6), несмотря на незначительное время исследования – несколько минут, установлена непроницаемая граница и рассчитано расстояние до нее – 3,15 м. Эта граница подтвердилась по КВУ, записанной при испытании пласта в эксплуатационной колонне (рис. 7). Кроме этого, через 40 ч была зафиксирована зона резко ухудшенной гидропроводности пласта.

С учетом того, что на юге от месторождений отмечается в основном максимальная заглинизованных толщин более 1 м (рис. 8), а эффективная толщина наоборот уменьшается (рис. 3), то в районе скв. № 6-И отмечается максимальная (85%) заглинизованность пласта, направление расположения непроницаемого экрана по скважине принято на юг, форма – клинообразная, вид – глинистое замещение пласта.

Характерной особенностью химического состава пластовой воды по скв. № 6-И явилось резкое ее отличие от состава воды по остальным водоносным скважинам, имеющей морской генезис. В то же время состав воды скв. 6-И схож с составом вод, отжимаемых из глин фроловской

Рис. 6.

КВД, обработанная методом Хорнера, несмотря на незначительное время исследования несколько минут, зафиксировала непроницаемый экран: 1 – первоначальная аппроксимируемая прямая; 2 – проинтерпретированная КВД с двумя аппроксимируемыми прямыми с соотношением $i_2/i_1=2$.



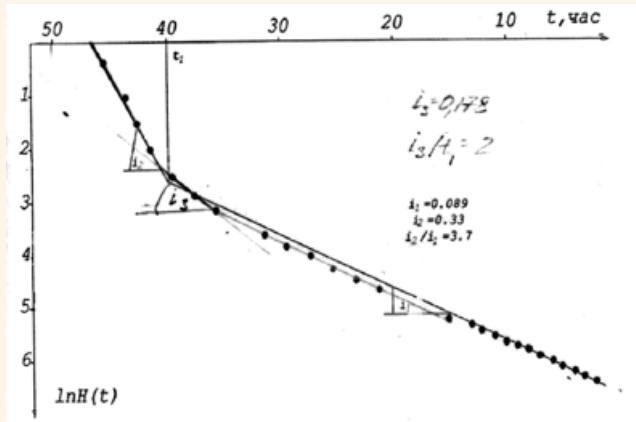


Рис. 7.

По КВУ в скв. № 6-И был зафиксирован непроницаемый экран и зона резко ухудшенной гидропроводности пласта

свиты по данным А.Э. Конторовича и Ю.Г. Зимина [2] (табл. 1).

На основе этих данных, используя метод гидроразведки, был сделан вывод, что на юге от месторождений находится глинистый экран, из которого отжимаются на север элизионные воды, создавая АВПД 1,06.

Перед залежами пластовые давления резко снижаются, затем постепенно понижая приведенные напоры на север от 200 до 120 м. За залежами на севере напоры снижаются до минимума 67 м (скв. № 4 Карайская).

По падению напоров от 266 до 141 м по линии скв. № 6-И, 16-И и 15-И между Игольской и Таловой структурами (рис. 9), используя вариа-

ционный метод минимизации энергии [10], был сделан вывод. Принятая в ГКЗ модель нефтенасыщенной структуры сочленения должна быть «промыта» [8]. В противном случае фильтрационный поток воды должен был вначале создать пьезомаксимум в этой зоне, а затем обходить месторождение с запада и востока. А при миграции новых порций нефти между структурами она начала скапливаться. Все это создавало крайне нереальную картину пластово-сводового сочленения залежей, что и подтвердились двумя водоносными эксплуатационными скважинами.

Для количественной оценки условий сохранности нефти в структуре сочленения был вычислен тангенс угла наклона ВНК по формуле В.П. Савченко [5, 6]. Для этого по функции Гиринского [4] высчитан приведенный напор 142,8 м в километре от скв. № 15-И с напором 141,1 м (рис. 9) и по разности

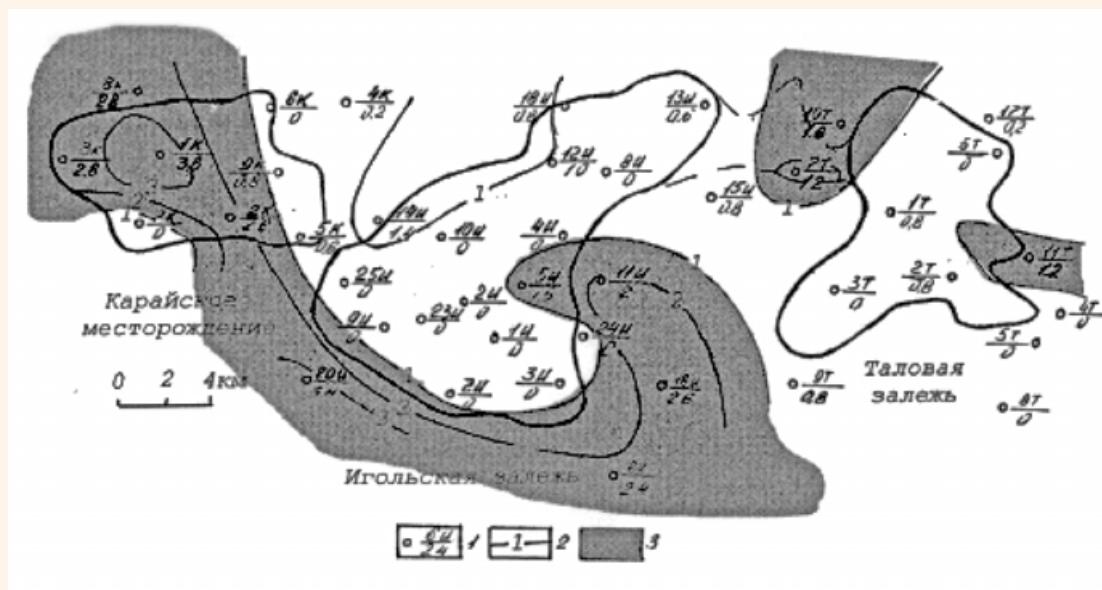
$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{p_e}{p_e - p_H} \cdot \frac{\Delta H}{l} = \\ \frac{1}{1 - 0.849} \cdot \frac{142,8 - 141,1}{1000} = 0.0113 \text{ м/м}$$

где p_e и p_H – плотности нефти и воды, г/см^3 .

Также эта величина рассчитана по формуле В.В. Трушкина [8, 10] с учетом пластовой температуры. Для этого на основе термодинамического уравнения Бернуlli высчитаны энергометрические напоры по скважинам и затем, соответственно, по функции Гиринского в километре

Рис. 8.

Карта заглинанизированных толщин пластов Ю₁ Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти: 1 – скважина (в числите – номер, в знаменателе – заглинанизированная толщина); 2 – изолинии заглинанизированных толщин; 3 – заглинанизированные толщины более 1 м



Химические компоненты	Воды Мирового океана	Пластовые воды, полученные из скважин				Среднее содержание по ЗСАБ
		14-И	15-И	11-Т	6-И	
pH	8,1				7,2	6,9
Cl (г/л)	19,3	17,5	17,2	16,0	11,6	9,4
SO ₄ ²⁻ (г/л)	2,7	0,002		0,001		0,015
HCO ₃ ⁻ (г/л)	0,16	1,4	1,0	0,8	0,1	0,65
Na ⁺ (г/л)	10,7	11,1	10,7	9,7	5,9	6,2
Ca ⁺ (г/л)	0,4	0,4	0,5	0,6	0,9	1,2
Mg ²⁺ (г/л)	1,35	0,15	0,14	0,15	0,13	0,17
Br (мг/л)	65	54,7	56,4	42	46	51
Fe (мг/л)	0,01		13	2	24	17
NH ₄ ⁺ (мг/л)	0,5	50	90	60	10	16
I (мг/л)	0,06	5,5	5	4,2	7	12
M (г/л)	35,5	30,1	29,1	26,8	18,9	17,8

Таблица 1.

Состав пластовых вод горизонта Ю₁⁰ в сравнении с океаническими и отжимаемыми из глин фроловской свиты

от скв. № 15-И с напором 40411,7 м высчитан энергометрический напор 40411,7 м.

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = \frac{c_p^H}{c_p^e - c_p^H} \cdot \frac{\Delta H_3}{l} =$$

$$\frac{2,1698}{4,1518 - 2,1698} \cdot \frac{40411,7 - 40402,2}{1000}$$

$$= 0,0104 \text{ м / м}$$

где c_p^H и c_p^e – удельные теплоемкости нефти и воды в пластовых условиях, г / см³.

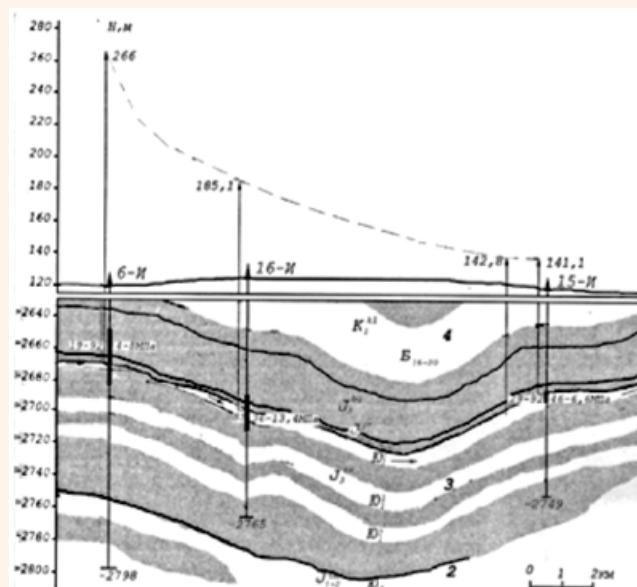
Рассчитанные тангенсы угла наклона скоплений нефти в структуре сочленения превышают тангенс угла наклона северных крыльев структуры сочленения 0,01 м/м, что количественно доказывает причину отсутствия нефти в структуре сочленения при бурении первых эксплуатационных скважин. Между тем, севернее от северо-восточной части Игольской структуры, наоборот, в полузамкнутой структуре – Игольском структурном носе, выявлены благоприятные структурно-гидродинамические условия для сохранности нефти. По разрезу видно, что угол наклона залежи по пластовым давлениям, менее точно совпадает с ВНК по скв. № 409, чем угол наклона, определенный с учетом пластовой температуры. Поэтому, используя этот угол наклона, была заактирована граница ВНК в пределах Игольского структурного носа методом UVZ, изложенного в книге Э.Ч. Дальберга [3]. При картировании были выявлены дополнительные благоприятные структурно-гидродинамические условия в примыкающей с востока к носу не большой полузамкнутой структурной террасе. Оцененные геологические/извлекаемые запасы по категории С₂ в этих гидродинамических ловушках составили 20/9 млн т [8]. На высокие

перспективы подтверждения запасов в этих ловушках указывает Федюшинское месторождение нефти, находящееся также в полузамкнутой структурной террасе и, вероятно, соединяющееся на юге с северо-западной частью Игольской структуры.

Учитывая определенное региональное направление фильтрации вод по лобовому-тыловому эффекту В.П. Савченко [7], определено две зоны на карте приведенных напоров ухудшенного или полного отсутствия коллектора резкими скачками напоров более 100 м между скв. № 25-И и 14-И и скв. № 7-Т и 10-Т. Причем

Рис. 9.

Гидродинамический разрез падения приведенных напоров в пласте Ю₁⁰ по линии скв. № 6-И, 16-И и 15-И перед структурой сочленения



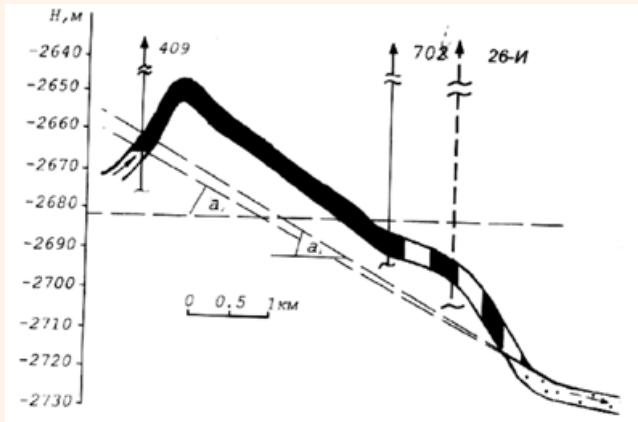


Рис. 10.

Разрез гидродинамической ловушки нефти в Игольском структурном носе с наклонными ВНК, рассчитанными по пластовым давлениям a_1 и с учетом пластовой температуры a_2 , и место заложения разведочной скважины 26-И (условные обозначения – на рис. 4)

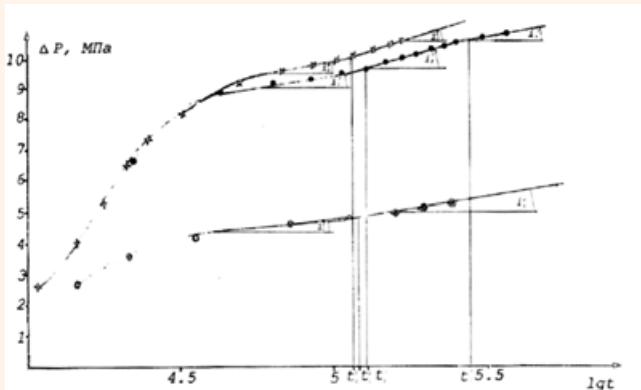
вначале по южным скв. № 25-И и 7-Т отмечаются пьезомаксимумы 199 м и 173 м, затем по северным скв. № 14-И и 10-Т – пьезоминимумы 94 м и 70 м. Наличие непроницаемых экранов подтверждилось тремя КВД, записанным в скв. № 7-Т (рис. 10), и по КВУ, замеренной в скв. № 14-И (рис. 12). Рассчитанные расстояния до границ, соответственно, составили 12,9 м и 37,6 м.

Сделанный и подтвержденный эксплуатационными скважинами вывод о «промытости» структуры сочленения, на первый взгляд, противоречит данным о сохранности нефти в районе скв. № 7-Т, на основе которой запасы в структуре сочленения приняты по категории С₁.

По третьей КВД через 78 ч определена граница ВНК на расстоянии 20 м, что приблизительно соответствует на юге от скважины а.о. -2682 м и сходится с ВНК, принятым единым при подсчете запасов. Гидродинамическое определение ловушки нефти – как пьезоминимума, дано

Рис. 11.

Три КВД по скв. № 7-Т с зафиксированными непроницаемыми экранами и по третьей КВД – ВНК



американским исследователем М.К. Хаббертом [11]. Скв. № 7-Т противоречит ему, поскольку характеризуется пьезомаксимумом 173 м.

Для решения противоречий был использован вариационный принцип минимизации энергии, согласно которому скв. № 7-Т попала в литологическую ловушку, вогнутую на север, что и явилось основной причиной, препятствующей вымыванию нефти из нее. Косвенно на наличие самостоятельной литологической ловушки в районе этой скважины указывает очень низкая кинематическая вязкость нефти 4 мм²/сек (по остальным скважинам – от 7 до 19,3 мм²/сек). Причиной низкой вязкости явился максимальный газовый фактор 65 м³/м³. По другим скважинам он на границах ВНК составлял 20 м³/м³, в купольных частях – до 50 м³/м³. Учитывая, что скважина находится в зоне повышенной глинизации пласта, экран охарактеризован как литологическое замещение.

Основной причиной сохранности нефти в Игольской и Таловой структурах под воздействием отжимаемых вод является гидрофобный коллектор, о чем свидетельствуют самые высокие вязкости более 10 мм²/сек и плотности нефти 0,87 г/см³ на юге куполов. Такие нефти содержат в повышенных количествах асфальтены, смолы, парафины, обладающие поверхностно активными свойствами, удерживаются в породе в виде сольватных пленок и создают на пути напора вод своеобразные непроницаемые экраны, препятствующие гидродинамическому разрушению залежей.

Таким образом, используя метод гидроразведки, был сделан второй вывод. Причиной сохранности нефти в районе скв. № 7-Т является вогнутый на север непроницаемый экран в виде литологического замещения.

Скв. № 14-И вскрыла ВНК ниже принятого в ГКЗ на 14 м, это противоречит принятой модели Игольской залежи с единым ВНК -2682 м. Из скважины получен приток нефти дебитом 2,13 м³/сут и воды 22,9 м³/сут. Геологическая причина этого противоречия не объяснялась. По КВУ этой скважины зафиксированный непроницаемый экран не может быть разломом, поскольку переход между первым и вторым прямолинейным участками не резкий, а постепенный. С учетом того, что скважина находится в зоне повышенной глинизации пласта, вид экрана принят как глинистое замещение песчаного пласта. Направление экрана, определенное ранее на основе лобового-тылового эффекта на юге с учетом того, что структурно скважина расположена в небольшом структурном носе, вступающем на запад, используя принцип минимизации энергии, линия замещения должна

уходить на восток, препятствуя миграции нефти в основную Игольскую залежь.

Таким образом, используя метод гидроразведки, был сделан третий вывод. В районе скв. № 14-И находится отдельная небольшая литологическая залежь нефти с нерентабельными запасами.

В целом, после использования метода гидроразведки совместно с другими данными ГДИС, в пределах Игольско-Талового месторождения произошли следующие изменения:

– Игольско-Таловое и Федюшкинское месторождения – были разъединенными, стали объединенными;

– по количеству залежей месторождение было однозалежное с горизонтальным ВНК -2682 м, стало – четырехзалежное. Основная структурно-гидродинамическая Игольско-Федюшкинская залежь имеет наклонный ВНК от -2665 до 2740 м, Таловая залежь имеет горизонтальный ВНК -2683 м, две небольшие структурно-литологические залежи в районе скв. № 14-И и 7-Т;

– по извлекаемым запасам месторождение осталось крупным, но запасы в структуре сочленения по категории C_1 не подтвердились, а в Игольском структурном носе и между Федюшкинским месторождением и Игольской залежью обоснованы запасы категории C_2 ;

– по геологическому строению месторождение было сложным, стало – очень сложным за счет наличия литолого-гидрофобных экранов.

Вывод. Пример с Игольско-Таловым месторождением показывает, что несмотря на незначительный радиус ГДИС с использованием механических манометров, в 10% скважин удалось зафиксировать три линии замещения пласта и один ВНК, что с учетом других данных ГДИС позволило существенно уточнить модель, запасы и категорийность Игольско-Талового месторождения, а также причины резких падений пластовых давлений и дебитов (приведены далее), на основе разработанной методики определения скин-фактора [9]. Соответственно, использование этих данных в подсчете запасов позволило бы при освоении месторождения избежать инфраструктурных издержек, бурения двух водоносных скважин и резкого падения добычи.

Технические возможности метода гидроразведки в современных условиях

В начале 2000 гг. в практике ГДИС начали широко применяться высокоточные электронные манометры (ВТЭМ), что позволило практически неограниченно увеличить продолжительность времени исследований и фиксировать давления с интервалом в несколько секунд. В свою очередь, это привело к увеличению эффективности

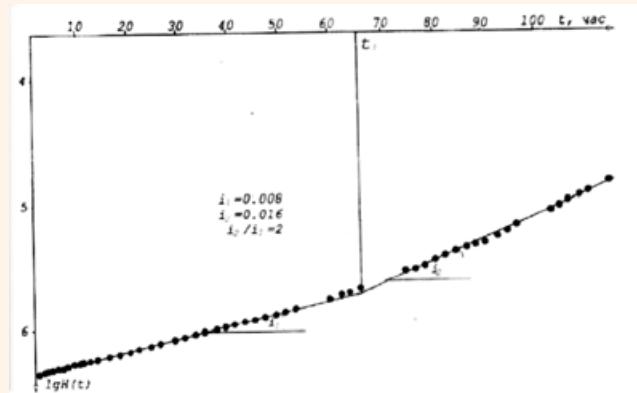


Рис. 12.
КВУ по скв. № 14-И с зафиксированным непроницаемым экраном. Постепенное изменение угла наклона свидетельствует о том, что экран не является разломом, а литологическим замещением

применения метода гидроразведки за счет увеличения радиуса и детальности исследований.

Радиус исследования нефтяных пластов, ранее составлявший первые десятки метров, возрос до 1 км, что равно расстоянию $2L$ – сторонам квадрата от поисково-разведочных скважин принимаемых запасов категории C_1 (рис. 12). Радиус исследований газовых пластов увеличивается до 10 км за счет понижения вязкости газа по сравнению с вязкостью нефти или воды на два порядка.

Фиксация давлений через каждые несколько секунд позволяет более детально исследовать неоднородность пласта. В современных условиях детальность исследований позволяет более точно определять время взаимодействия скважины с экраном, определять вид непроницаемого экрана – разлом или литологический экран – есть и другие возможности метода.

Наглядность эффективности детальности исследований была доказана при освоении в 1991 г. Игольско-Талового месторождения. В то время считалось, что начальные участки КВД, несущие информацию о прискважинной зоне пласта, за счет послеприточного эффекта

Рис. 13.
Радиус исследований скважин по КВД нефтяных пластов достигает $2L$, что позволяет обоснованно давать запасы категории C_1 , если по КВД не выявляются непроницаемые и/или флюидные границы





Рис. 15.

Примеры увеличение запасов категории C_1 в открытой залежи по ГДИС: слева – простой, справа – сложный

не подлежат обработке, поэтому точки снимались через 1–3 ч. Но при снятии точек через 20 минут были зафиксированы по основной части скважин прямолинейные участки, характеризующие ухудшенную прискважинную зону, что и явилось основной причиной резкого падения пластовых давлений, дебитов и добычи нефти. Пример такой КВД приведен на рис. 13. На основе КВД было доказана причина резкого снижения пластовых давлений в среднем на 4,1 МПа: на 27% (1,1 МПа) за счет добычи нефти, на 32% (1,3 МПа) за счет скнового скачка давлений и на 41% (1,7 МПа) за счет наличия непроницаемых экранов, включая линзу в районе скв. № 410, по которой максимально снизилось давление на 6,4 МПа [9]. Нехарактерной для месторождений Томской области причиной

ухудшения параметров стало то, что ВНК оказался наклонным, и первые скважины попали не в купольную часть, зону максимального нефтенасыщения, а в окраинную часть нефтенедонасыщенности, характеризующуюся повышенным содержанием рыхлосвязанной воды, которая при депрессиях более 5 МПа образует электроосмотические поднятие в коллекторе и ухудшает прискважинную зону [9].

Примеры обоснования увеличения запасов категории C_1 открытой залежи

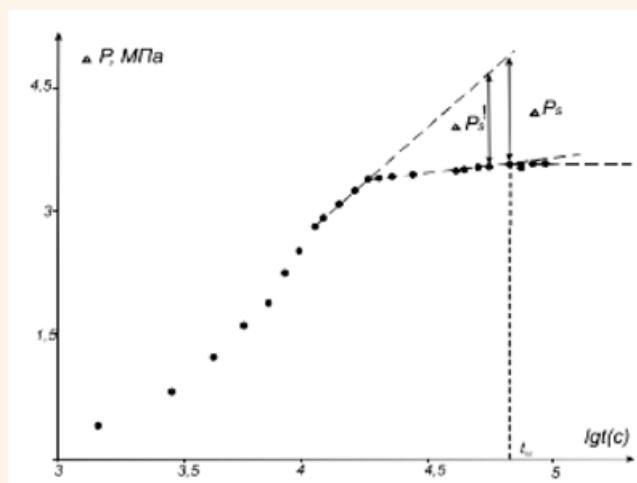
При открытии залежей, если характер насыщения ниже интервала перфорации не ясен, границу запасов категории C_1 проводят по нижней абсолютной отметке интервала перфорации, в этом случае граница запасов категории C_1 обычно находится на расстоянии менее 0,5L от скважины, что при пробной эксплуатации может привести к дисбалансу запасов категории C_1 .

Первым способом наиболее простого увеличения запасов категории C_1 (иногда применяемым) является принятие их в радиусе исследований пласта по КВД, если по ней не зафиксированы непроницаемые и флюидные границы (рис. 14).

Второй способ сложней в обосновании, но максимально увеличивающий запасы категории C_1 . Вначале в радиусе исследования скважины на структурной карте кровли пласта отыскивается самая низкая абсолютная отметка -2280 м, которая принимается за сквозную категорию запасов C_1 . Затем исходя из общей толщины пласта, допустим 20 м, определяется нижняя абсолютная отметка -2300 м, несквозных запасов категорий C_1+C_2 . Ниже до условного ВНК -2305 м запасы остались по категории C_2 .

Рис. 14.

КВД эксплуатационной скв. № 396 с ухудшенной прискважинной зоной и скновым перепадом пластового давления 1,32 МПа



Примеры уточнения моделей залежей мелких и очень мелких месторождений АО «Оренбургнефть» в современных условиях

В данном разделе приводятся примеры уточнения моделей по случайной выборке четырех залежей по КВД записанных с использованием ВТЭМ в течении нескольких суток и переинтерпретированных с учетом данных, взятых из базы данных «РН КИН». Названия месторождений заменены на условные буквенные названия: X, Y, Z и R.

X-месторождение

Нефтяная залежь пласта D_{1-1} является пластово-сводовой, тектонически и литологически ограниченной. Линия выклинивания пласта проведена посередине между скважинами, вскрывшими коллектор и неколлектор.

По КВД, записанной в скв. № 130 в течение 28 суток, был зафиксирован через 3 суток непроницаемый экран (угол наклона постепенно увеличился в 2 раза) на расстоянии 225 м, что позволило скорректировать линию выклинивания между скв. № 5505, вскрывшей неколлектор. В дальнейшем на 10 сутки гидропроводность пласта постепенно уменьшилась еще в 2 раза, что свидетельствует о том, что линия выклинивания загибается на расстоянии 409 м, проходя западнее скв. № 5505-2, в которой пристость уменьшается до 14% по сравнению со скв. № 130 – 22%. Поэтому линия выклинивания проведена рядом со скв. № 5505-2. В конце радиус исследования составил 662 м, не превысив расстояние до внутреннего ВНК, тем самым подтверждая его более низкое положение.

Вывод. Использование результатов интерпретации КВД, зафиксировавшей вогнутый литологический непроницаемый экран, позволяет уточнить линию выклинивания пласта и не подтверждает запасы на юго-западе от скв. № 5505-2. Для уточнения линия выклинивания пласта необходимо их проинтерпретировать совместно с данными сейморазведочных работ (СРР).

Y-месторождение

Нефтяная залежь пласта T_1 является пластово-сводовой, литологически ограниченной. Линия выклинивания пласта проведена посередине между скважинами, вскрывшими коллектор и неколлектор.

По КВД, записанной в скв. № 49 в течение 25 суток, радиус исследования составил 410 м. Через 10 суток по КВД был зафиксирован непроницаемый экран на расстоянии 265 м. Находящиеся по соседству скв. № 2532, 245, 245-2 не участвуют в эксплуатации пласта, поэтому они не



Рис. 16.

Модель нефтяной залежи пласта $D1-1$ X-месторождения, уточненная по КВД скв. № 130

могли повлиять на КВД. Поскольку угол наклона второй прямой постепенно увеличился в 2 раза, то граница проинтерпретирована как непроницаемый литологический экран. Это позволило скорректировать линию выклинивания между скв. № 2, вскрывшей неколлектор.

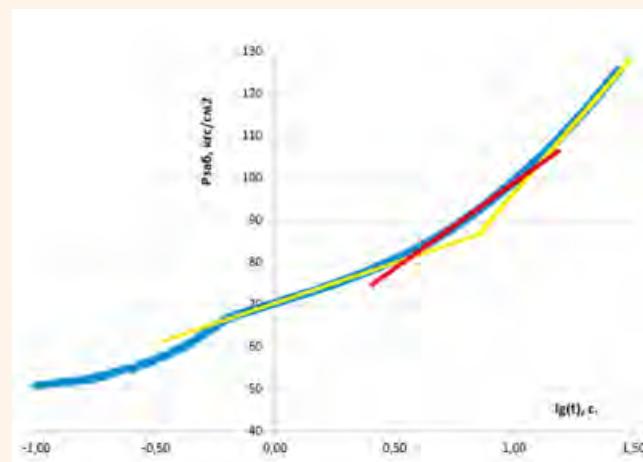
В дальнейшем на 15 сутки гидропроводность пласта уменьшилась еще в 1,5 раза. Расстояние до резко ухудшенной гидропроводности составило 325 м, что проинтерпретировано как «существенное» замещение песчаного пласта глинистыми породами.

На 23 сутки на КВД зафиксирована 4 прямая с угол наклона в 2 раза больше, чем по 3 прямой, что проинтерпретировано как непроницаемый экран в виде вогнутой линии выклинивания.

Перед завершением исследования, через 23,5 суток на расстоянии 406 м зафиксирован ВНК, совпав с ВНК, принятым в модели, и тем самым подтвердив модель.

Рис. 17.

КВД скв. № 130 пласта $D1-1$ X-месторождения с вогнутым литологическим непроницаемым экраном



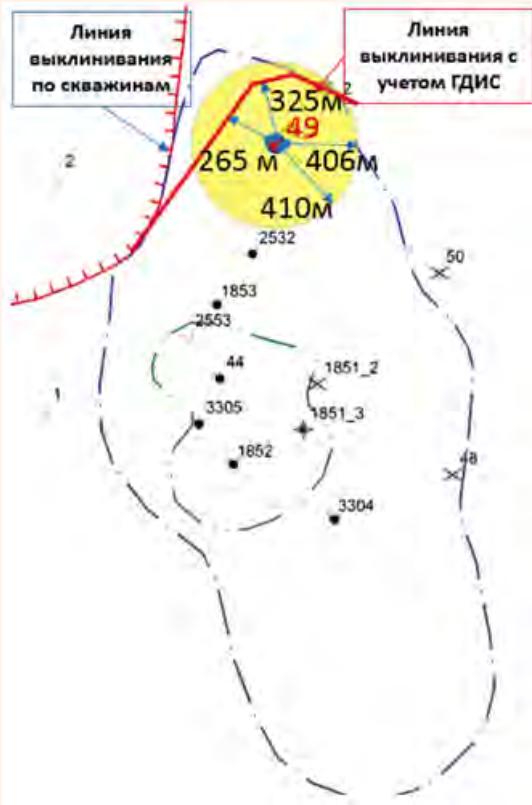
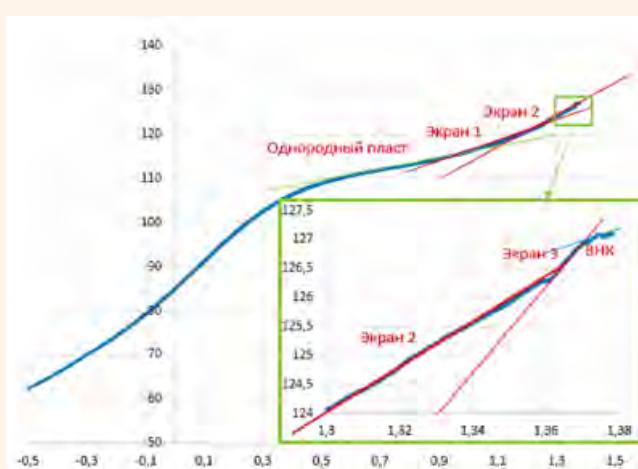


Рис. 18.
Модель нефтяной залежи пласта T_1 Y-месторождения, уточненная по КВД скв. № 49

Выход. С учетом КВД по скв. № 49 уточнена форма линии выклинивания и подтверждена ВНК залежи пласта T_1 . Постепенный выходы на три прямолинейных участка доказывают, что линия выклинивания имеет вогнутый изгиб. Запасы залежи на севере залежи частично не подтверждаются. Для уточнения линии выклинивания пласта необходимо эту уточненную модель про-

Рис. 19.
КВД скв. № 49 пласта T_1 Y-месторождения с зафиксированным вогнутым литологическим непроницаемым экраном и ВНК



интерпретировать совместно с данными сейсморазведочных работ (СРР).

Z-месторождение

Нефтяная залежь пласта T_{1-2} является пластово-сводовой (рис. 20).

По поисковой скв. № 119 было записано две КВД (рис. 21). Первая КВД в течение 21 суток, а затем через 21 сутки – вторая КВД в течение 15 суток. По первой КВД через 3 суток был зафиксирован непроницаемый экран на расстоянии 225 м, затем через 11 суток зафиксирован второй непроницаемый экран на расстоянии 439 м. По резкому перегибу прямолинейных участков установлено, что радиус исследования пласта находится два разлома. Исходя из конфигурации линии ВНК, определено вероятностное их местоположение. Радиус исследования 606 м превысил расстояние до ближайшей принятой границы ВНК, тем самым не подтвердив принятый по модели ВНК (как правило, принимаемый в таких случаях по замыкающей изогипсе). Между тем, по второй КВД в конце исследований зафиксирован ВНК, что позволяет принять ближайшую самую высокую структурную изогипсу на расстоянии 606 м от скважины за ВНК.

Выход. Таким образом, по двум КВД установлено более сложное строение залежи с двумя тектоническими разломами и ВНК ниже принятого. В целом по площади запасы залежи превышают принятые. Необходимо по данным СРР уточнить местоположение разломов и абсолютную отметку ВНК.

R-месторождение

Нефтяная залежь нефти залегает в рифовой ловушке пласта A4 (рис. 22). По КВД, записанной в скв. № 239 в течение 5 суток, был исследован риф пласта A4 совместно с пластом B2 на расстоянии 569 м.

Через 4,6 сут. по КВД зафиксирован непроницаемый экран на расстоянии 549 м, затем через 4,9 сут. – второй непроницаемый экран на расстоянии 569 м. Непроницаемые экраны проинтерпретированы как верхние части стенки рифа, поскольку был проперфорирован верхний интервал рифа (рис. 23). Исходя из линии ВНК, определено местоположение выявленных непроницаемых стенок рифа.

Через 5 суток КВД отклоняется круто вверх, что связано с послеприточным эффектом включенного в процесс восстановления более высокого пластового давления, но более низкой гидропроводности пласта B_2 .

Выход. Таким образом, по КВД подтвердилась рифогенная модель залежи в пласте A4 с непроницаемыми стенками.

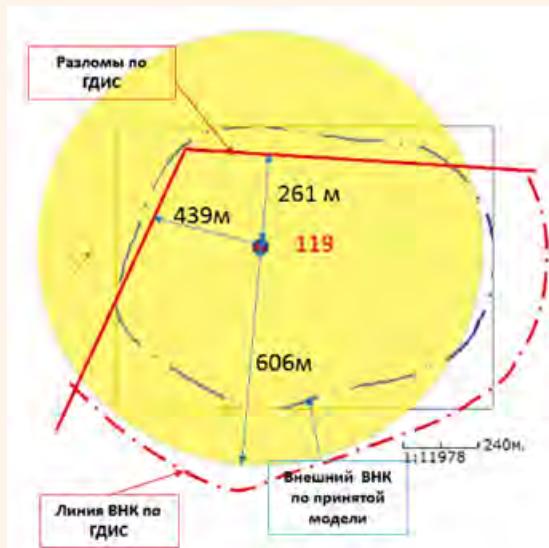


Рис. 20.
Модель нефтяной залежи пласта Т1-2
Z-месторождения уточненная по КВД скв. № 119

В целом приведенные в данном разделе по случайной выборке примеры интерпретации 4 КВД, записанных в течение нескольких суток по АО «Оренбургнефть», позволили уточнить две линии выклинивания, одну линию ВНК, выявить два разлома, подтвердить две границы рифовой модели и одну границу ВНК. В двух залежах запасы завышены, в одной запасы существенно занижены, и в одной – запасы подтверждаются.

Заключение

Таким образом, можно сказать, что применение метода гидроразведки может существенно уточнять модели и запасы месторождений, особенно в современных условиях при использова-

Рис. 21.

КВД скв. № 119 пласта Д1-1 X-месторождения с вогнутым литологическим непроницаемым экраном

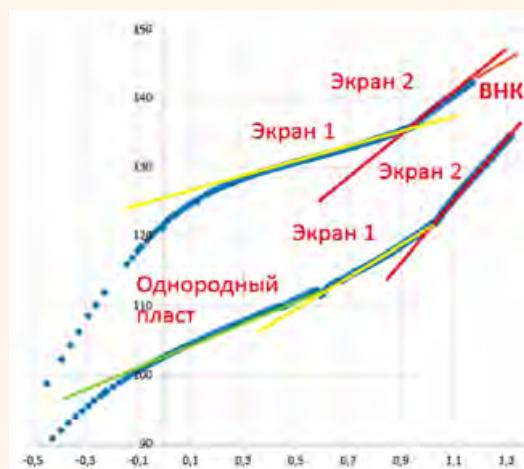


Рис. 22.
Рифовая модель нефтяной залежи пласта А4
R-месторождения уточненная по КВД скв. № 239

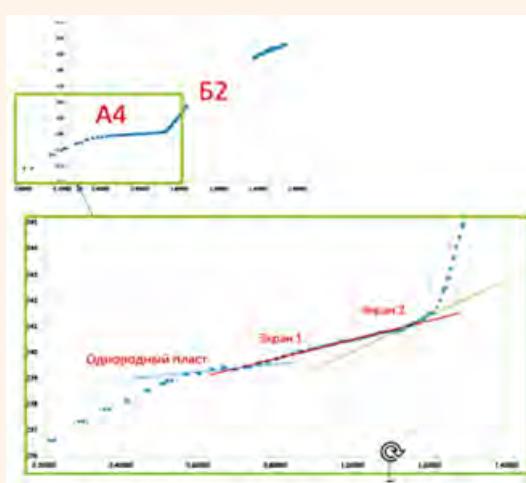
вании ВТЭМ, позволяющих исследовать пласты более детально и на значительные расстояния: нефтяные – до 1 км, газовые – до 10 км. Особенno эффективным этот метод будет на мелких и очень мелких по запасам месторождениях, что позволит снизить риски бурения водоносных эксплуатационных скважин и по дисбалансу запасов категории С₁ при пробной эксплуатации открытых месторождений.

Рекомендации:

- при подсчете запасов необходимо наносить на подсчетные планы по КВД круги площад-

Рис. 23.

КВД скв. № 239 пласта А4 и 52 R-месторождения с зафиксированными непроницаемыми стенками рифа в пласте А4



ной однородности пласта, с возможным местоположением и видом границ, которые должны быть не противоречивы и уточнять принимаемые модели залежей и запасы категории C_1 ;
– для проведения экспертизы площадной однородности по КВД, недропользователям

представлять в ГКЗ акты испытаний с расшифровкой всех расчетных формул, и обоснования параметров, используемых в расчетах;
– на основе этой работы разработать практические рекомендации по применению метода гидроразведки при подсчете запасов. Θ

Литература

- Борисов Ю.П., Яковлев В.П. Определение параметров продуктивных пластов по данным гидроразведки ННТ // Нефтепромысловое дело. 1957. № 2. С. 21–25.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра. 1981. 680 с.
- Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М.: Недра. 1985. 149 с.
- Основы гидрогеологии. В 2 тт. Т. 2. Гидрогеодинамика. Новосибирск: Наука. 1982. 241 с.
- Савченко В.П. Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 1952. № 12. С. 22–26.
- Савченко В.П. Смещение газовых и нефтяных залежей. // Нефтяное хозяйство. 1953. № 1. С. 36–41.
- Савченко В.П., Виноградов В.Л., Яковлев Ю.И. Лобовой и тыловой эффект и его нефтепоисковое значение // Геология нефти и газа. 1965. № 7. С. 36–40.
- Трушин В.В. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти). Диссертация к-та геол.-мин. наук. Томск: ТГИ. 2000. 135 с.
- Трушин В.В. Методика определения скрин-фактора, разработанная при освоении Игольского-Талового месторождения нефти // Георесурсы. 2015. № 1. С. 7–12.
- Трушин В.В. Физические и геологические основы изучения движения вод в глубоких горизонтах. Томск: ТГИ. 2006. 154 с.
- Хабберт М.К. Гидродинамические условия формирования нефтяных месторождений. М.: ГОСИНТИ. 1958. 231 с.

UDC 553.982

Valerii Trushkin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist in the Development of Oil and Gas Fields of the LLC «Altair»¹, trushkinvv@altairoil.ru

M.G. Soboslai, Director General of LLC “Altair”¹

D.E. Hagai, Chief Geologist of LLC “Altair”¹

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

The increasing role of the use of the method of hydraulic exploration of deposits in modern conditions

Abstract. The article considers the theoretical essence of the method of hydraulic exploration and its effectiveness on the example of model refinement, a large Igolsko-Talovoe oil field in the Tomsk region in terms of reserves. In modern conditions, in connection with the use of electronic pressure gauges, the effectiveness of the method increases, especially in small and very small fields, which is considered on the example of four deposits in the Orenburg region.

Keywords: hydraulic exploration method, pressure recovery curve, study radius, reserves calculation, oil, gas, impenetrable screen.

References

1. Борисов Ю.П., Яковлев В.П. *Определение параметров продуктивных пластов по данным гидроразведки ННТ* [Determination of the parameters of productive strata according to the NNT hydroprospecting data]. *Нефтепромысловое дело* [Oilfield business.], 1957, no. 2, pp. 21–25.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. *Геология нефти и газа Западной Сибири* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1981, 680 p.
3. Dal'berg E.Ch. *Ispol'zovanie dannykh gidrodinamiki pri poiskakh nefti i gaza* [Use of hydrodynamic data in the search for oil and gas]. Moscow, Nedra, 1985, 149 p.
4. *Osnovy gidrogeologii* [Fundamentals of hydrogeology]. Vol. 2. *Gidrogeodinamika* [Hydrogeodynamics]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1982, 241 p.
5. Савченко В.П. *Smeshchenie gazovykh i neftianykh zalezhei* [Displacement of gas and oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1952, no. 12, pp. 22–26.
6. Савченко В.П. *Smeshchenie gazovykh i neftianykh zalezhei* [Displacement of gas and oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1953, no. 1, pp. 36–41.
7. Савченко В.П., Виноградов В.Л., Яковлев Ю.И. *Lobovo i tylovoi effekt i ego neftepoiskovoe znachenie* [Frontal and rear effect and its oil prospecting significance]. *Geologia nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1965, no. 7, pp. 36–40.
8. Трушин В.В. *Issledovanie kharaktera dvizheniya plastovykh vod neftegazonosnykh otlozhennii Tomskoi oblasti (na primere Igol'sko-Talovogo i Karaiskogo mestorozhdenii nefti)* [Study of the nature of formation water movement in oil and gas deposits of the Tomsk region (on the example of the Igol'sko-Talovy and Karay oil fields)]. Thesis of the candidate of geological and mineralogical sciences. Tomsk, TPI Publ., 2000, 135 p.
9. Трушин В.В. *Metodika opredeleniya skin-faktora, razrabotannaiia pri osvoenii Igol'skogo-Talovogo mestorozhdenii nefti* [Method for determining the skin factor, developed during the development of the Igol'skoye-Talovoye oil field]. *Georesursy* [Georesursy], 2015, no. 1, pp. 7–12.
10. Трушин В.В. *Fizicheskie i geologicheskie osnovy izucheniiia dvizheniiia vod v glubokikh gorizontakh* [Physical and geological foundations for studying the movement of waters in deep horizons]. Tomsk, TPI Publ., 2006. 154 p.
11. Хабберт М.К. *Gidrodinamicheskie usloviiia formirovaniia neftianykh mestorozhdenii* [Hydrodynamic conditions for the formation of oil fields]. Moscow, GOSINTI Publ., 1958, 231 p.



О.Ю. Динариев
канд. физ.-мат. наук
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
научный советник
odinariiev@slb.com



А.Ю. Демьянов
канд. физ.-мат. наук
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
старший научный сотрудник
ademianov@slb.com



Н.В. Евсеев
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
старший научный сотрудник
nevseev@slb.com



И.А. Варфоломеев
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
научный сотрудник
ivarfolomeev@slb.com



Д.А. Коробков
канд. техн. наук
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
старший научный сотрудник
dkorobkov@slb.com



В.К. Хан
ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»¹
руководитель научного отдела
vkhhan2@slb.com



А.В. Постников
д-р геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина²
заведующий кафедрой
postnikov@gubkin.ru



О.В. Постникова
д-р геол.-мин. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина²
декан факультета геологии и геофизики
olgapostnikova@yandex.ru



Е.Т. Казимиров
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина²
инженер
egorcasual@yandex.ru

Применение технологии цифрового анализа керна для определения структурных, литологических и фильтрационно-емкостных свойств породы

¹Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе, 16А, стр. 3, МНИЦШ.

²Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65, к. 1.

Представлены современные возможности цифрового анализа керна в области расчетов гидродинамических и петрофизических свойств путем численного моделирования соответствующих процессов на поровом уровне. Обсуждаются потенциальные возможности этого метода в области геологического и гидродинамического моделирования, включая подсчет геологических и извлекаемых запасов жидких углеводородов. Приведены примеры практического применения цифрового анализа. Описан новый метод построения иерархических моделей породы и проведения соответствующих расчетов на основе выделения текстурных и структурных классов в образцах керна

Ключевые слова: цифровой анализ керна; моделирование на поровом уровне; относительные фазовые проницаемости; иерархические модели

Текущий этап развития научно-технического обеспечения нефтегазовой отрасли демонстрирует стремительное развитие цифровых технологий на основе высокопроизводительных вычислительных систем. Этот процесс охватывает все этапы разведки, добычи и переработки жидких углеводородов. При этом происходит увеличение объема используемых данных с одновременным развитием средств их обработки и анализа, включая машинное обучение. Это создает основу для роста детализации геологической и гидродинамической информации и более точного учета гидродинамических и физико-химических процессов в породах месторождений жидких углеводородов.

Одним из сравнительно молодых разделов цифровых технологий является цифровой анализ керна (ЦАК), которых возник и развивается на стыке современных средств компьютерной микротомографии, позволяющей определять геометрическую структуру порового пространства горных пород, и численного моделирования различных процессов и явлений на уровне пор коллекторов. В настоящий момент под цифровым анализом керна понимается совокупность экспериментальных и цифровых методов для определения свойств пород-коллекторов на поровом уровне, включая геометрические, структурные, минералогические, литологические, фильтрационно-емкостные, петрофизические и другие параметры. Технология ЦАК включает следующие три составляющие части:

а) построение цифровой модели образца породы высокого разрешения, которая содержит трехмерное изображение структуры порового пространства и, при необходимости, распределение свойств скелета породы;

б) построение цифровых моделей флюидов, включая свойства пластовых смесей и агентов воздействия на поровом уровне, а также параметры взаимодействия флюидов между собой и с породой;

в) расчет гидродинамических и петрофизических параметров исследуемого образца породы посредством численного моделирования соответствующих явлений и процессов на поровом уровне.

Приведем краткий обзор этих трех составляющих.

Первым необходимым этапом технологии ЦАК является создание **цифровой модели образца породы**, что, как правило, в настоящее время реализуется средствами рентгеновской микротомографии [1, 2]. При этом используется тот факт, что при облучении образца породы рентгеновским излучением наблюдается интегральный

коэффициент поглощения вдоль луча. Локальный коэффициент поглощения связан с плотностью, минералогическим составом породы и частотой излучения. В результате компьютерной обработки данных поглощения для разных ориентаций луча по отношению к образцу породы осуществляется реконструкция пространственного распределения коэффициента поглощения по ячейкам трехмерной сетки (вокселям), ассоциированной с исследуемым образцом.

Следующим шагом, выбрав определенное пороговое значение коэффициента поглощения, можно идентифицировать ячейки, соответствующие порам и минеральному скелету. В результате получается трехмерная модель структуры порового пространства с разрешением, соответствующим шагу дискретизации. В определенных случаях (например, в задачах микротомографических, диэлектрических и теплофизических свойств) описанная бинарная модель «пора – порода» может оказаться недостаточно информативной, и необходима информация о распределении минерального состава. Такая задача может быть решена посредством сопоставления минералогического анализа на двумерных шлифах и трехмерного распределения коэффициента поглощения на ячейках минерального скелета. Решение последней задачи может быть получено с помощью машинного обучения.

В настоящий момент процедура построения цифровой модели связана с определенными техническими ограничениями: а) нижний порог шага дискретизации около 0,5 мкм; б) верхний предел на количество ячеек трехмерной сетки имеет порядок 10^{11} . Наличие нижнего порога дискретизации ограничивает возможности рентгеновской микротомографии применительно к низкопроницаемым коллекторам, где может иметь место влияние поровых каналов в нанометровом диапазоне. В этих случаях может применяться метод ФИП-РЭМ (фокусированный ионный пучок и растровая электронная микроскопия) [3], который позволяет создавать модели с пространственным разрешением 10–50 нм. С другой стороны, наличие верхнего предела на количество ячеек может сделать невозможным выбор адекватного шага пространственной дискретизации в случае широкого диапазона размеров пор. Так, например, при наличии поровых каналов и каверн с размерами от долей микрона до сантиметров невозможно подобрать пространственное разрешение трехмерной цифровой модели, которое бы позволяло адекватно представлять поры всех размеров. Данная проблема решается посредством построения иерархических цифровых моделей породы, когда трехмерные модели высокого разрешения

Существующие опции	Физика явления	Технологические приложения
1-, 2- и 3-фазные течения	Многофазная композиционная гидродинамика	Фазовые проницаемости, КИН
Реологические модели	Вязкие, нелинейно-вязкие, вязкопластичные, вязкоупругие среды	Полимерные растворы, МУН
Фазовые равновесия и фазовые переходы	Гидродинамика и кинетика композиционных двухфазных и трехфазных смесей	Газоконденсаты, летучие нефти, газогидраты, растворители, газовые МУН
Поверхностные свойства породы	Смачиваемость, адсорбция	Фазовые проницаемости, КИН, ОПЗ
ПАВ	Уменьшение межфазного натяжения, адсорбция с учетом кинетики, микроэмulsionи и макроэмulsionи, эффекты Гиббса и Марангони	МУН
Многофазные смеси с упругими фазами	Перенос частиц в потоке жидкости, фазовые переходы с образованием твердой фазы	Кольматация, вынос песка, выпадение парафинов и асфальтенов
Тепловые эффекты	Неизотермическая гидродинамика, термокапиллярные явления	Термические МУН
Химические реакции	Химическое взаимодействие раствора с твердой фазой	Химические ОПЗ, выпадение/растворение солей
Перенос флюида в наноразмерных порах	Осмос, расклинивающее давление, электрокинетика, капиллярная конденсация	МУН в плотных коллекторах
Сопротивление и дизелектрическая проницаемость	Перенос электрического заряда и поляризация	Интерпретация ГИС
Ядерный магнитный резонанс	Динамика магнитных моментов протонов	Интерпретация ГИС
Геомеханика	Напряжения и деформации в насыщенной породе	Расчет матрицы жесткости

Таблица 1.

Современные возможности программного комплекса DHD.

(с малым шагом дискретизации) оказываются вложенными в качестве ячеек в модель низкого разрешения (с крупным шагом дискретизации). При этом расчетные фильтрационно-емкостные или петрофизические параметры для моделей высокого разрешения ассоциируются с ячейками цифровой модели низкого разрешения и используются для последующих расчетов соответствующих интегральных параметров образца породы в целом.

Информационная ценность ЦАК определяется адекватным выбором репрезентативных образцов породы для рассматриваемого геологического объекта. Цифровые модели должны соответствовать породам с типовыми фильтрационно-емкостными, литологическими, минералогическими и другими параметрами, которые могут быть важны в рамках поставленной задачи. Нужно отметить, что задача выбора представительных образцов для ЦАК аналогична такой же задаче для традиционных лабораторных исследований керна.

На втором этапе ЦАК происходит формирование **цифровых моделей пластовых флюидов** и агентов воздействия, которые необходимы и достаточны для осуществления расчетов рассматриваемых гидродинамических и физико-химических процессов на поровом уровне. Конкретное содержание цифровых моделей флюидов определяется, с одной стороны, специ-

фикой решаемой задачи, с другой стороны, теоретическими концепциями, используемыми для моделирования соответствующих явлений на поровом уровне. Создание цифровых моделей флюидов осуществляется на основе данных лабораторных исследований пластовых флюидов и агентов воздействия, параметров взаимодействия флюидов между собой и с породой, обработки и преобразования результатов измерений в цифровой формат, который нужен для проведения численного моделирования. Важно подчеркнуть, что информационное содержание цифровых моделей флюидов на поровом уровне обычно превышает содержание аналогичных моделей на уровне пористой среды, поскольку описание процессов и явлений на микроуровне требует большей точности и детализации, нежели усредненное макроскопическое описание. Например, может оказаться необходимым учет параметров кинетики фазовых переходов и химических реакций, нелинейной реологии, электрокинетических явлений.

После этапа построения цифровых моделей породы и флюидов можно реализовывать третий этап ЦАК: **расчет гидродинамических и петрофизических характеристик** путем численного моделирования на поровом уровне. В настоящее время существуют разные подходы к моделированию поведения многофазных смесей в порах.

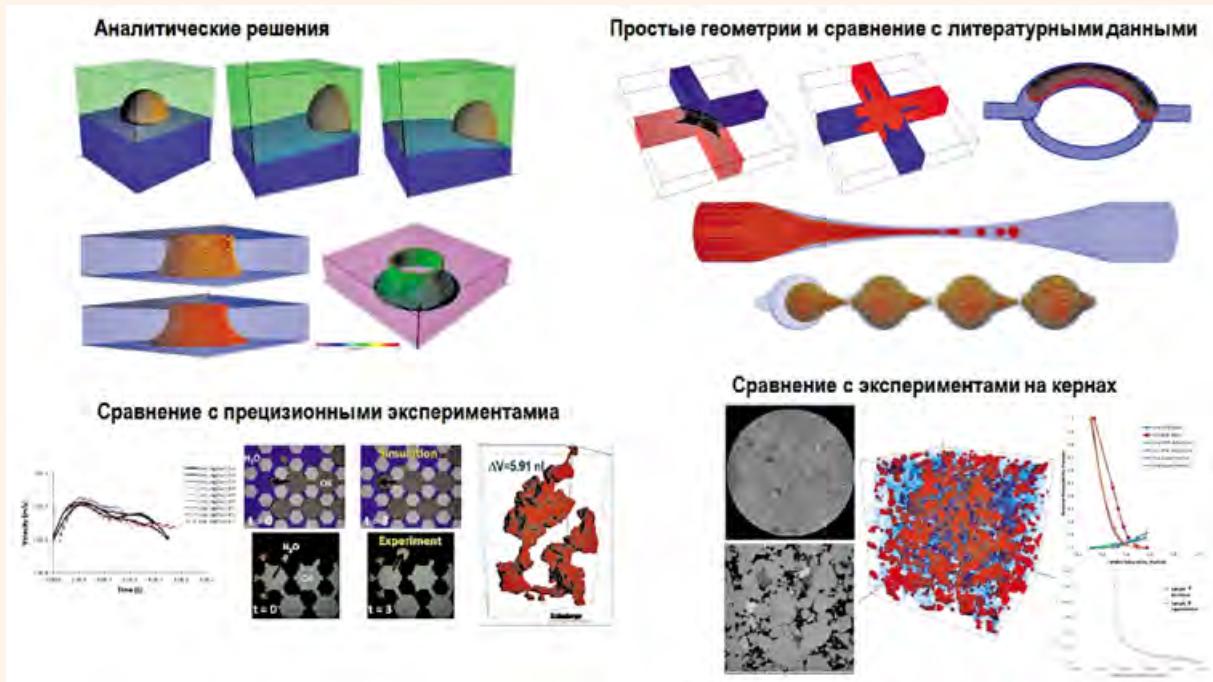


Рис. 1.

Примеры тестов программного комплекса DHD, выполненные в разное время за последние 20 лет

В компании Шлюмберже используется программный комплекс *DHD* (*DirectHydroDynamics*), основанный на методе функционала плотности в гидродинамике [4]. Данный метод был предложен 1995 г. [5], и в настоящее время применяется для широкого класса физико-химических явлений (*табл. 1*). Этот метод моделирования позволяет описать широкий класс явлений в порах на микрометровом и нанометровом уровне [6], и в то же время он совместим с численным моделированием таких петрофизических задач, как электрическое сопротивление, диэлектрическая проницаемость, ядерный магнитный резонанс. Используя этот симулятор, компания Шлюмберже выполняет коммерческие проекты по ЦАК с 2013 г.

Важнейшим требованием к численному моделированию на поровом уровне является надежность получаемых результатов. Это определяется двумя условиями:

- адекватностью используемой физико-математической модели;
- эффективностью и надежностью численного симулятора, созданного на основе этой модели.

Очевидно, что если то или иное явление лежит за рамками физико-математической модели, то любой численный метод, реализующий эту модель, не в состоянии воспроизвести это явление. С другой стороны, даже при наличии правильной физико-математической модели численный симулятор может выдавать неправиль-

ные результаты из-за недочетов или ошибок в численной схеме. Поэтому при проведении расчетов на поровом уровне необходимо быть уверенным в обоих вышеуказанных условиях.

Что касается метода функционала плотности в гидродинамике, положенного в основу программного комплекса *DHD*, то он обоснован на основе современных представлений многофазной гидродинамики, химической термодинамики, классической и квантовой статистической физики [4]. Надежность получаемых численных результатов проверялась посредством апробации и тестирования симулятора *DHD*, что к настоящему моменту осуществляется более 20 лет. Подробное освещение этого можно найти в монографии [4], а также в ряде статей, опубликованных начиная с 2003 г., например [7, 8]. Важно подчеркнуть, что значительная часть проведенных тестов была направлена на проверку симулятора *DHD*, как полноценного гидродинамического симулятора без привязки к каким-либо пористым материалам. Эти тесты касались трехмерного гидродинамического моделирования двухфазных и трехфазных смесей с анализом контактных углов, распадом и слиянием капель, возникновением и исчезновением фаз в результате фазовых переходов, эффектами Гиббса и Марангони для поверхностно-активных веществ. В то же время, выполнялось сравнение лабораторных измерений относительных фазовых проницаемостей с расчетами на цифровых моделях реальных пород. Некоторые примеры

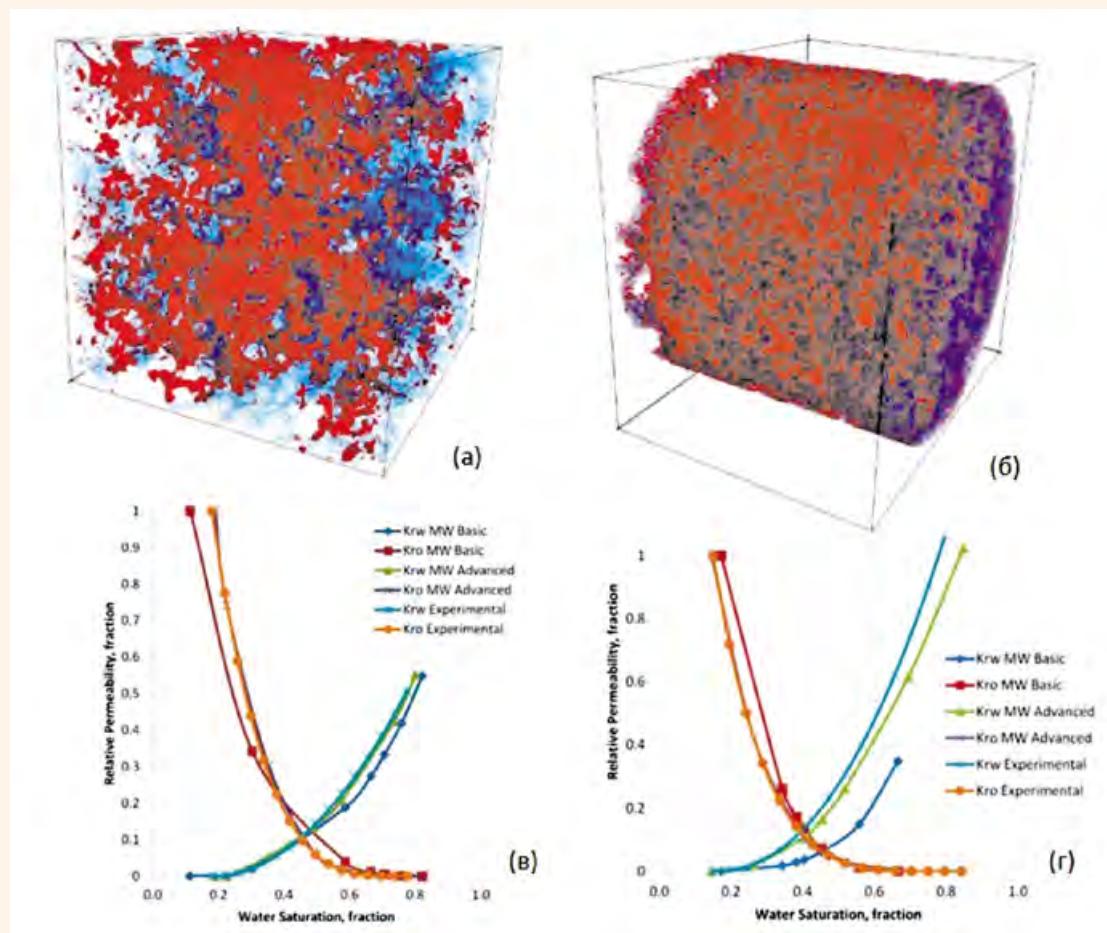


Рис. 2.

Результаты моделирования относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в сравнении с результатами экспериментов для образца крупнозернистого песчаника (а, в) и карбонатного образца (б, г). На рисунках (а) и (б) приведено распределение воды (синий полупрозрачный цвет) и нефти (красный цвет) в порах многомасштабной цифровой модели керна соответствующих образцов. На рисунках (в) и (г) приведено сравнение экспериментальных (Krw Experimental, Kro Experimental) и расчетных (Krw MW Advanced, Kro MW Advanced) кривых ОФП [9]

выполненных тестовых расчетов представлены на *рис. 1*. Один из последних результатов по сравнению лабораторных и расчетных относительных фазовых проницаемостей представлен на *рис. 2*. В целом, большой объем выполненной работы по апробации и тестированию позволяет говорить о высокой надежности программного комплекса DHD.

Нужно отметить, что ЦАК не является заменой лабораторных исследований керна. Наоборот, ЦАК неразрывно связан с лабораторными исследованиями. Технологический процесс ЦАК включает в себя микротомографию, использование экспериментальных данных по свойствам флюидов, а также данных стандартного и специального анализа керна для настройки и валидации цифровых моделей. В то же время ЦАК позволяет существенно расширить и дополнить традиционные лабораторные данные путем чис-

ленных экспериментов. Вот список возможностей, предоставляемых ЦАК.

1. Расширение и дополнение возможностей лабораторных исследований за счет многократных цифровых экспериментов без изменения объектов исследования:

- сравнительный анализ эффективности агентов МУН в одинаковых условиях;
- оптимизация воздействия на пласт на поровом уровне;
- минимизация расхода кернового материала;
- экономия ресурсов (пример – получение ОФП в 10–50 раз быстрее).

2. Повышение информативности керновых исследований:

- анализ распределения флюидов в порах при гидродинамических и петрофизических исследованиях;

Этапы проектирования	Возможные применения
Создание базы данных постоянно-действующей геолого-технологической модели	Систематизация и сохранение результатов томографии и численных расчетов
Построение цифровой геологической модели, подсчет запасов	Расширение информационной базы интерпретации геофизических исследований скважин посредством расчета петрофизических зависимостей
Построение цифровой гидродинамической модели	Уточнение фильтрационно-емкостных свойств
Выбор варианта разработки	Подбор и оптимизация метода воздействия на пласт с учетом эффективности на микроуровне
Планирование ОПЗ	Оптимизация вариантов химической обработки призабойной зоны

Таблица 2.

Применение ЦАК на разных этапах проектирования разработки месторождений

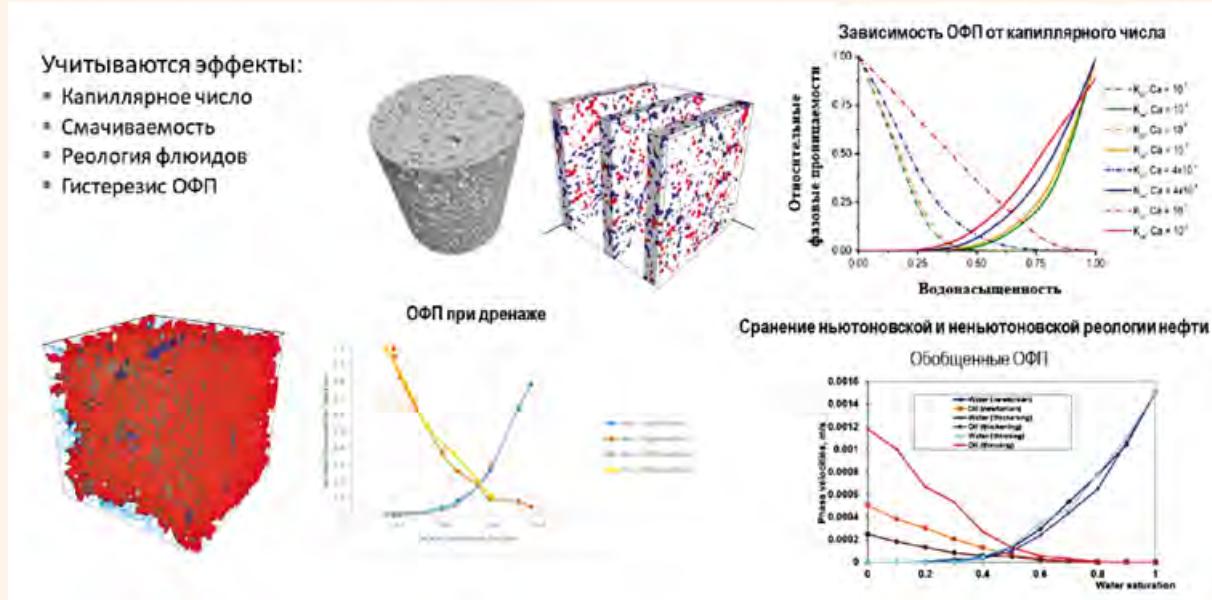
- расширение программы исследований за счёт цифровых экспериментов;
 - влияние литологических особенностей поровой структуры на нефтеотдачу.
3. Исследование пластовых процессов в условиях, когда лабораторные эксперименты затруднены или невозможны:
- ФЕС и МУН для низкопроницаемых и слабосцементированных пород;
 - возможность задания пластовых условий и реальных свойств флюидов;
 - возможность расчета насыщенности в геологических условиях.
4. Оптимизация и автоматизация рутинных задач и процессов и цифровая интеграции данных от масштаба пор до масштаба пласта.

Возможные применения ЦАК на разных этапах проектирования разработки месторождений жидких углеводородов представлены в табл. 2.

Приведем некоторые примеры применения ЦАК. В первую очередь ЦАК позволяет определить расчетным путем фильтрационные характеристики пород, включая абсолютную и относительные фазовые проницаемости. Кроме того, возможен расчет зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа и расчет фазовых скоростей для неиньютоновской реологии, когда сдвиговая вязкость и, соответственно, фазовая проницаемость не могут быть корректно определены (рис. 3). Необходимо отметить, что для ряда явлений и процессов на поровом уровне (осмос, электрохимика, эффект Марангони и др.) наблюдается несоответствие с законом Дарси, когда течение инициируется не градиентом давления, а градиентом химического потенциала компонента смеси. Используемый в DHD метод функционала плотности в гидродинамике позволяет описать подобные ситуации на поровом уровне, однако для

Рис. 3.

Иллюстрация расчетов фильтрационных свойств



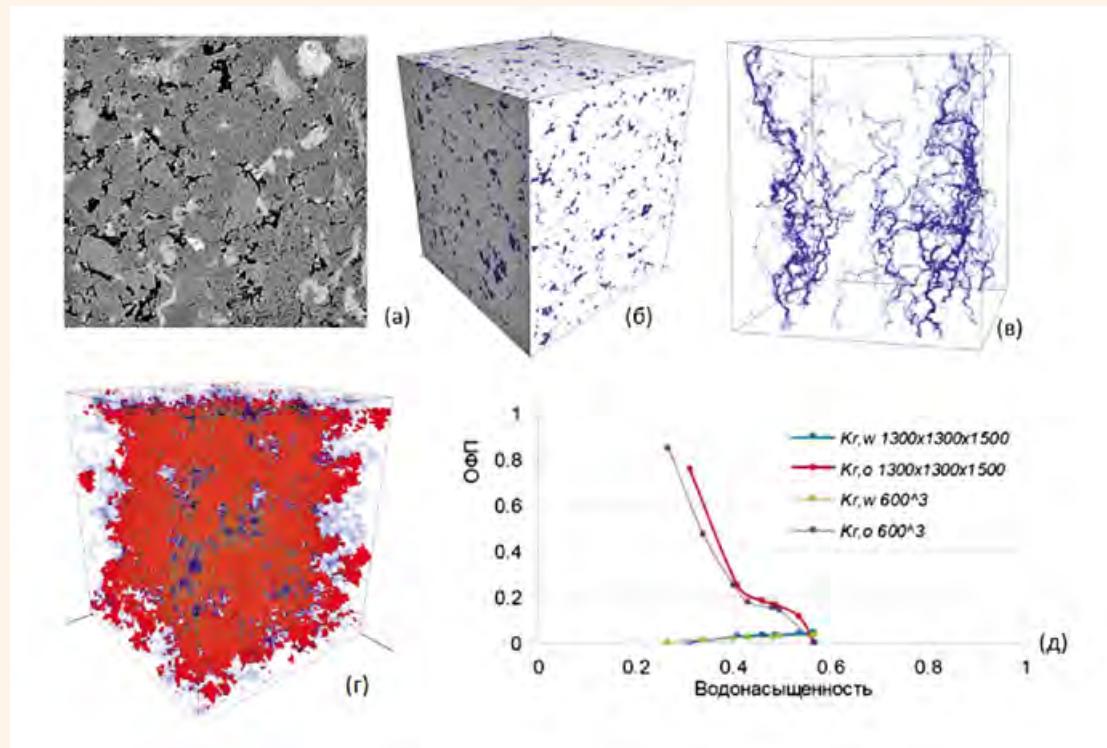


Рис. 4.

Некоторые результаты моделирования с помощью ЦАК на одном образце низкопроницаемого ачимовского песчаника: а – пример двухмерного скана рентгеновской микротомографии образца; б – пример БЦМК образца; в – пример распределения основных линий тока в поровом пространстве БЦМК и г – распределения остаточной нефтенасыщенности; д – пример полученных кривых стационарных ОФП на двух БЦМК разного размера одного и того же образца [12]

макроскопического описания фильтрационных свойств требуется модель CPD (*chemical potential drive*), которая обобщает закон Дарси [10].

Помимо расчета фильтрационных характеристик возможен расчет петрофизических свойств насыщенного керна. Подобные вычисления осуществляются в два этапа: вначале производится моделирование равновесного распределения флюидов в поровом пространстве, а затем, используя эту информацию в качестве исходных данных, производится моделирование физических процессов, соответствующих исследуемым параметрам. В настоящее время накоплен опыт численного моделирования на поровом уровне процессов электропроводности, частотно-зависимой поляризации и динамики магнитных моментов ядер водорода для методов ядерного магнитного каротажа

Обсудим некоторые примеры применения ЦАК на месторождениях России. Хотя ЦАК на основе симулятора DHD начал применяться в мировой практике начиная с 2013 г., систематическое использование в России началось в 2018 г. До этого были выполнены работы о применении полимерных растворов [11] и ВГВ [12].

Одним из интересных примеров опыта применения ЦАК в России было изучение низкопроницаемых пород-коллекторов ачимовских песчаников [13]. В этой работе была изучена коллекция из 6 образцов керна с проницаемостью в диапазоне от 0,05 мД до 2 мД. Керн был отсканирован при разрешении до 0,6 мкм/воксель, были построены бинарные цифровые модели керна (БЦМК) с выделением явно разрешенных пор и породы, посчитаны пористость и проницаемость в трех перпендикулярных направлениях. Результаты по пористости и проницаемости сравнивались с экспериментально измеренными значениями. Далее, по всем 6 образцам было выполнено численное моделирование стационарных кривых ОФП. Расчет кривых ОФП занимал от 1 до 3 дней в зависимости от образца, при этом экспериментальное измерение ОФП не проводилось в силу крайне низкой проницаемости образцов. Таким образом, в данной работе ЦАК позволил получить информацию об образцах, которая практически недоступна, либо крайне затруднительна к получению экспериментальными методами (рис. 4). В работе были также выявлены определенные сложности, связанные с недостаточным про-

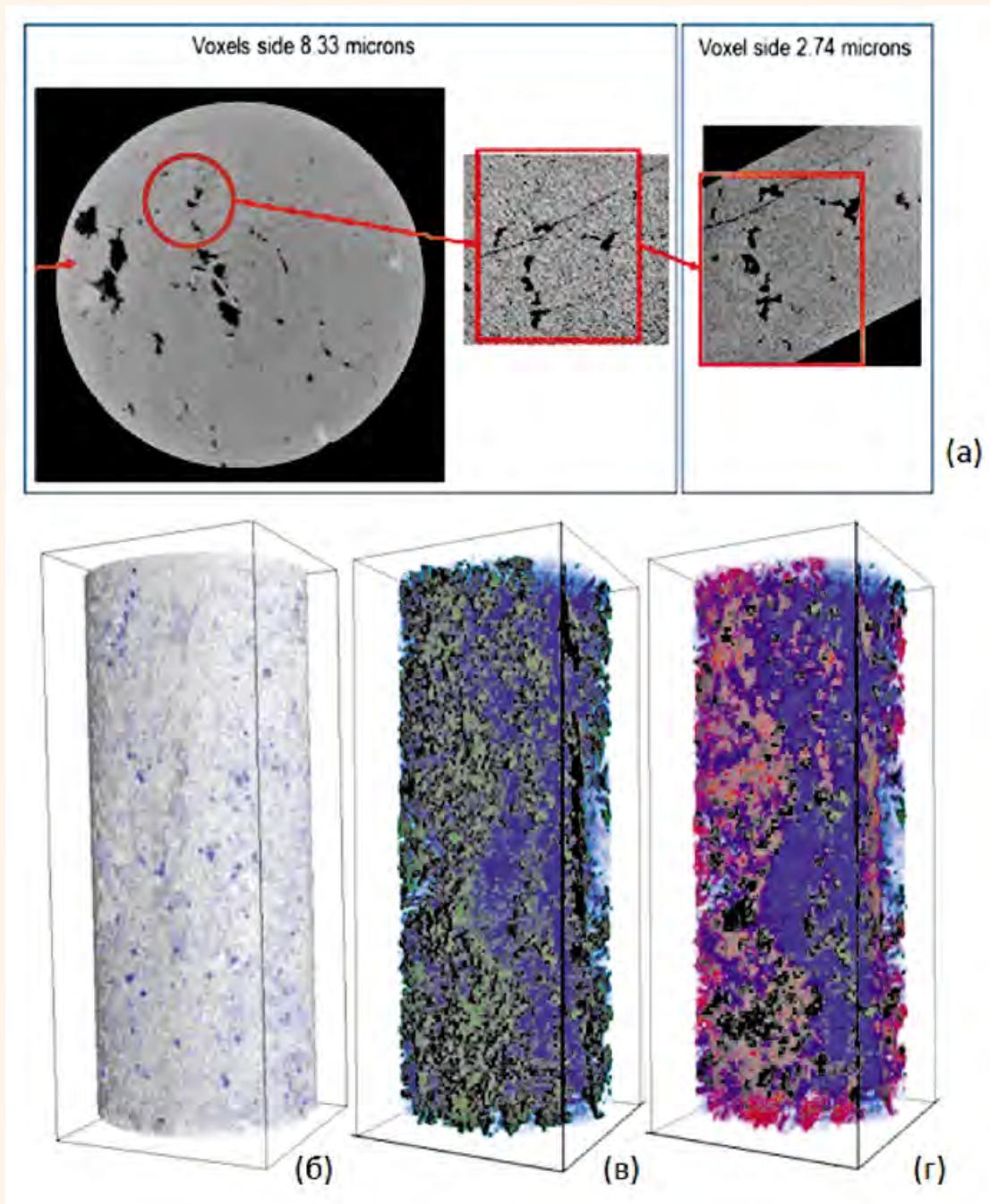


Рис. 5.

Многомасштабная модель образца полноразмерного керна Восточно-Макаровского газоконденсатного месторождения и некоторые результаты моделирования. Примеры сканов рентгеновской микротомографии на нескольких масштабах (а), МЦМК полноразмерного керна (б), распределение воды и газа в порах МЦМК (в), распределение воды, газа и нефти в порах МЦМК (г) [14]

странственным разрешением моделей в случае низкопроницаемых пород, что привело к завышению расчетных значений проницаемости по отношению к экспериментальным данным. Этот опыт послужил дополнительным аргументом о необходимости создания и использования в ряде случаев многомасштабных цифровых

моделей керна (МЦМК), которые были впервые нами апробированы в работе [10] и в последующем неоднократно применялись в проектах в России.

Следующим интересным примером опыта применения ЦАК в России было исследование трещиновато-кавернозного коллектора Восточ-

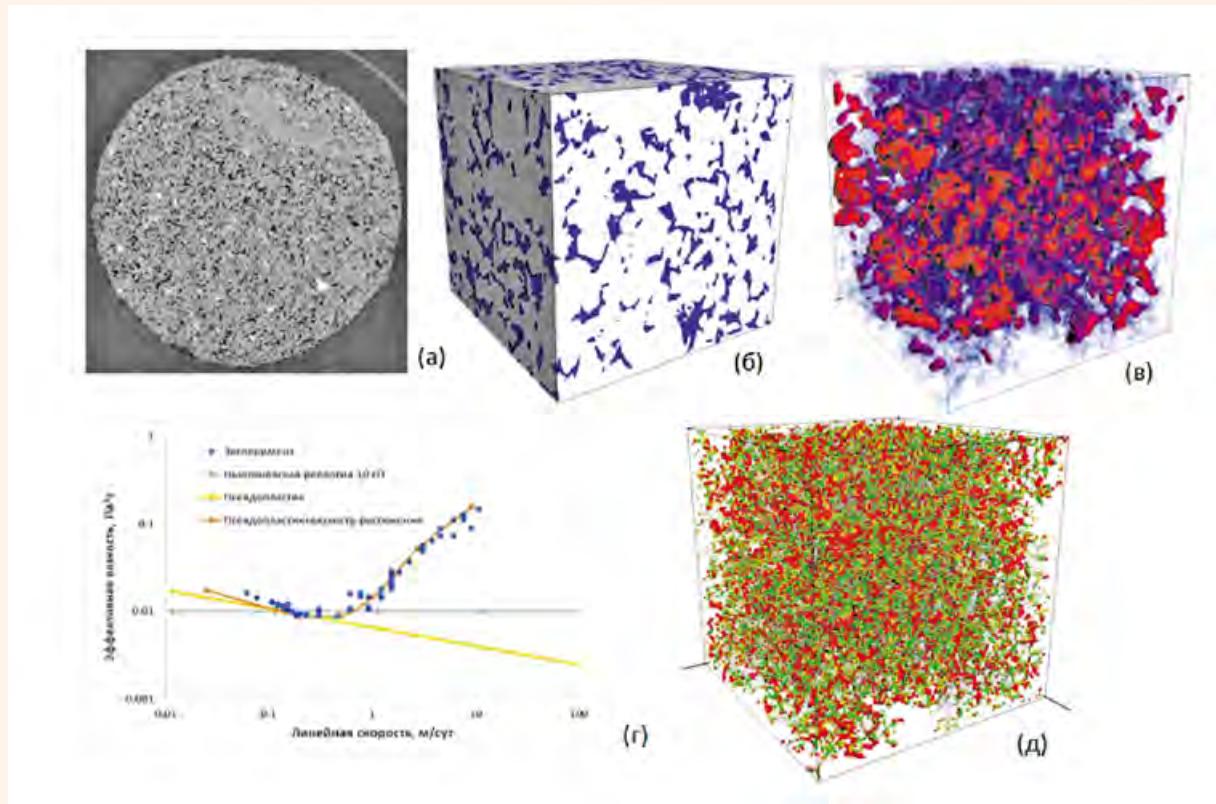


Рис. 6.

Некоторые результаты моделирования ЦАК на керне Восточно-Мессояхского месторождения: а – пример скана образца керна с помощью рентгеновской микротомографии; б – пример БЦМК образца керна; в – пример распределения остаточной нефти после полимерного воздействия; г – зависимость эффективной вязкости полимерного раствора от линейной скорости по данным эксперимента в сравнении с различными моделями; д – распределение адсорбированного полимера на стенах пор [15]

но-Макаровского газоконденсатного месторождения [14]. Образцы керна характеризовались относительно низкой проницаемостью в диапазоне 1–10 мД и высокой степенью неоднородности. Поэтому с самого начала работы было принято решение проводить исследование образцов керна на разных масштабах, а итоговые расчеты выполнять на многомасштабной цифровой модели керна (МЦМК) полноразмерного керна диаметром 10 см. Однако моделирование включало расчет пористости, проницаемости и трехфазных стационарных ОФП на всех масштабах исследований, в том числе и на БЦМК отдельных участков керна, и только после всестороннего изучения особенностей пород было выполнено моделирование на полноразмерном керне (рис. 5). Результаты моделирования вошли в гидродинамическую модель залежей месторождения.

Важной сферой применения ЦАК является исследование механизмов МУН на уровне пор. Примером такой работы в России было изучение образцов керна Восточно-Мессояхского месторождения [15] (рис. 6). Особенностью дан-

ного месторождения является высокая вязкость нефти (около 100 сПз) при хороших ФЕС (проницаемость до 1Д и иногда выше), в связи с чем было принято решение изучить возможность применения полимерного заводнения. Как хорошо известно, проведение скрининга МУН, в том числе полимерного воздействия, с помощью натурных экспериментов не может дать однозначных результатов из-за невозможности выполнения сравнительного анализа на одном и том же объекте исследования, так как любой двухфазный эксперимент со сложными флюидами необратимо меняет керн, делая невозможным повторные исследования. Напротив, многократные повторные исследования с различными параметрами воздействия являются неотъемлемой частью цифровых исследований. На рис. 6 представлены некоторые результаты моделирования. При исследовании реологии полимерного раствора было обнаружено, что она не только обладает неニュтононскими свойствами, но и ведет себя немонотонно в зависимости от скорости прокачки раствора через керн: при низких скоростях фильтрации раствор ведет се-

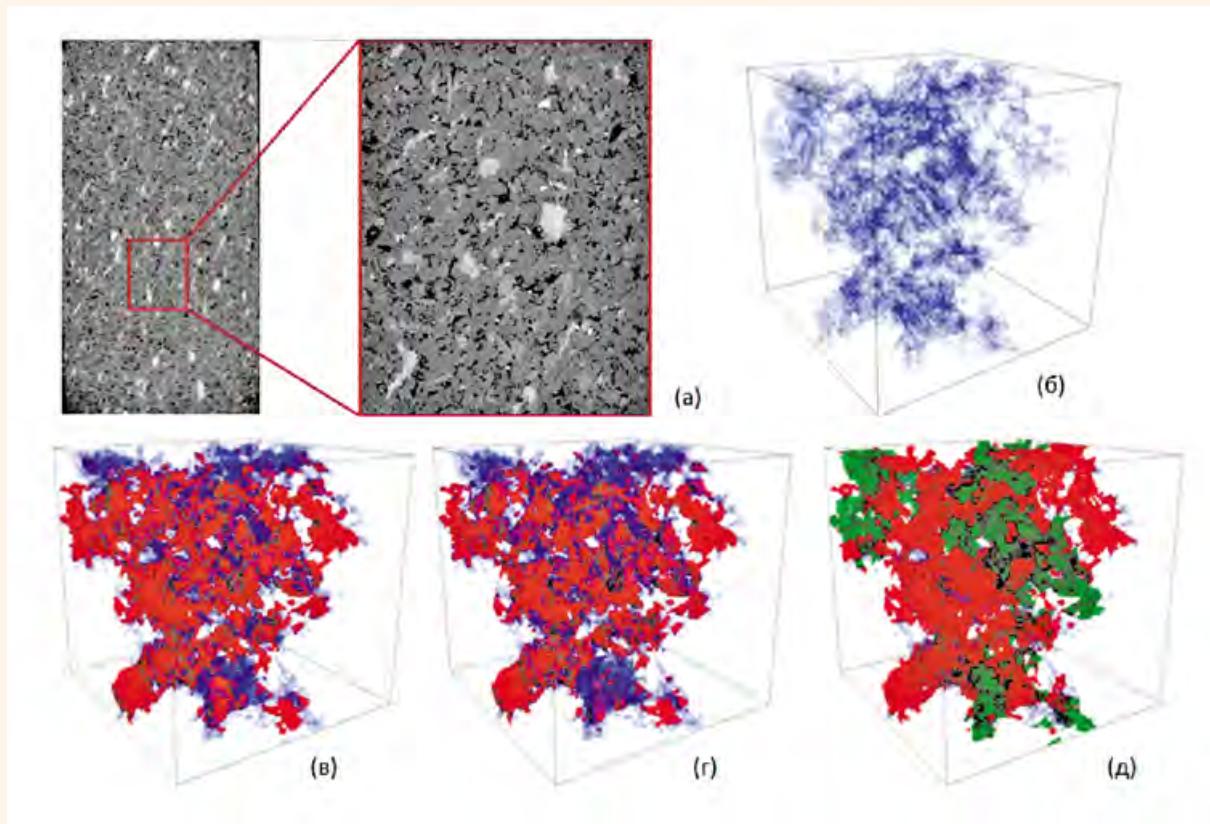


Рис. 7.

Некоторые результаты моделирования ЦАК на низкопроницаемом керне ачимовского песчаника: а – пример скана образца керна с помощью рентгеновской микротомографии на двух разных масштабах; б – пример БЦМК участка моделирования; в – пример распределения остаточной нефти после прокачки воды из начальных условий, полученных путем дренажа нефти и г – путем моделирования равновесия в геологических условиях; д – распределения остаточной нефти после прокачки CO_2 [16]

бя скорее как псевдопластик, в то время как при высоких скоростях – скорее как жидкость с ярко выраженным дилатантными свойствами. Оба этих эффекта были учтены при моделировании на DHD путем создания модели полимера на основе комбинации реологии Хершеля–Балкли и реологической модели вязкости при растяжении (англ. *extensional* или *elongational viscosity*). Также был учтен эффект адсорбции полимера на стенах пор. Абсолютная величина адсорбированного полимера была определена по данным ЯМР, а конкретное его распределение было промоделировано на цифровой модели керна. Еще одним результатом стало установление по данным моделирования немонотонной зависимости коэффициента вытеснения нефти полимерным раствором в зависимости от скорости прокачки и концентрации полимера из-за наличия одновременно действующих механизмов вытеснения различной природы. В частности, при увеличении скорости прокачки слабоконцентрированного раствора полимера развивается вязкостная неустойчивость, что сни-

жает коэффициент вытеснения, в то время как высококонцентрированный полимер с ростом скорости, наоборот, дополнительно увеличивает эффективность вытеснения за счет развития эффекта динамического срыва защемленных фрагментов нефти (англ. *stripping effect*).

Еще одним примером моделирования МУН с помощью ЦАК было рассмотрение относительно низкопроницаемых ачимовских песчаников с характерной проницаемостью около 1 мД [16]. Разрешающей способности рентгеновской микротомографии на уровне 1 мкм/воксель оказалось достаточно для воспроизведения основных каналов фильтрации и корректного воспроизведения проницаемости, поэтому было решено в данном случае ограничиться построением БЦМК. В силу низкой проницаемости пород в качестве основного агента МУН рассматривалась закачка газа (CO_2). На рис. 7 показаны некоторые результаты моделирования. Важной особенностью работы было изучение влияния процедуры создания начальной нефтенасыщенности на результаты вытеснения. В лабораторных усло-

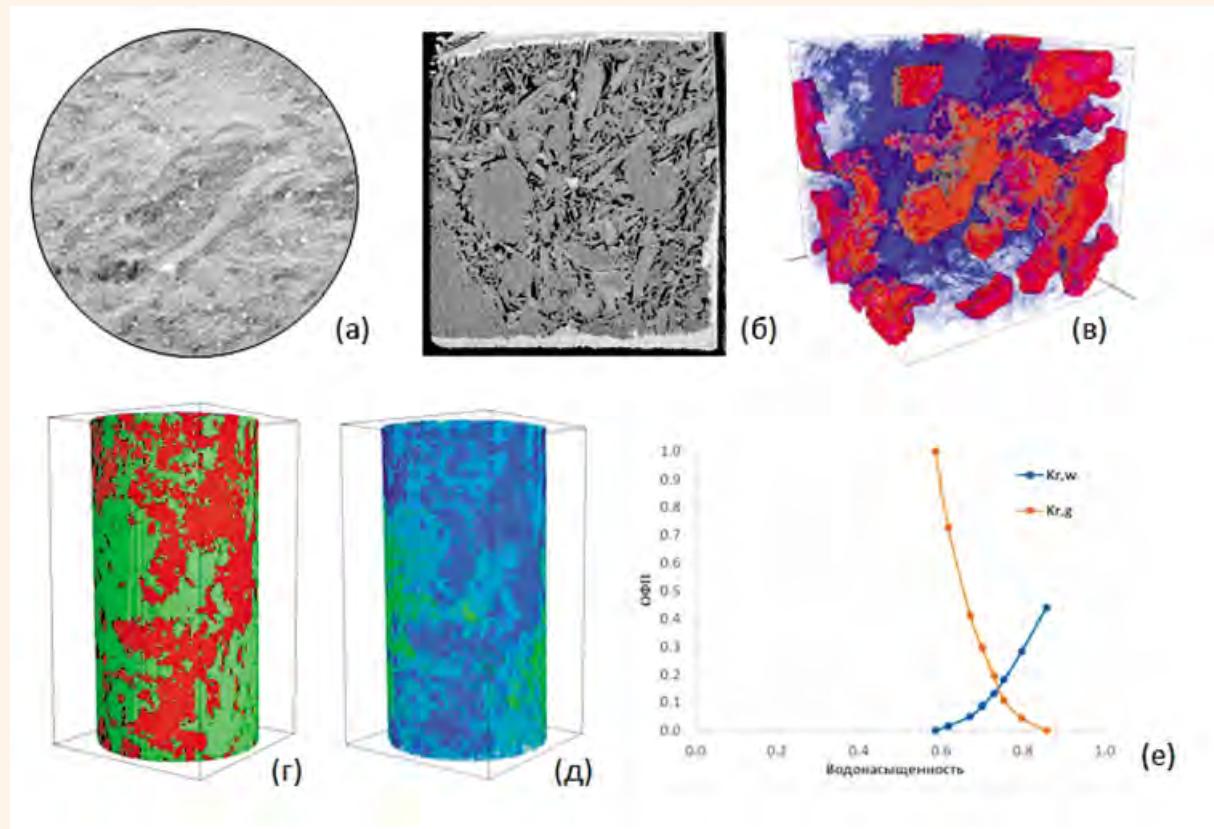


Рис. 8.

Некоторые результаты многомасштабного моделирования с помощью ЦАК на керне газовой залежи туронских отложений: а – пример скана образца керна с помощью рентгеновской микротомографии на низком разрешении; б – пример скана образца керна с применением технологии ФИП-РЭМ на сверхвысоком разрешении; в – распределение остаточного газа в порах БЦМК сверхвысокого разрешения; г – вид распределения двух классов МЦМК керна диаметром 8 мм; д – остаточной газонасыщенности и е – ОФП на этой МЦМК [17]

виях начальная нефтенасыщенность создается путем дренажа нефти в 100-процентно водонасыщенный образец. Однако такой подход лишь частично описывает процесс формирования залежи. Действительно, хотя процесс миграции нефти может быть в какой-то степени имитирован дренажем, характерное время миграции принципиально отличается от лабораторного – процесс миграции и окончательного формирования залежи может длиться миллионы лет, в то время как лабораторный дренаж длится часы или дни. Поэтому последний недооценивает начальные запасы, поскольку за лабораторное время нефть не способна занять все подходящие по капиллярному давлению поры из-за возможности очень плохого соединения части таких пор с основным каналом миграции; в то время как за миллионы лет нефть способна мигрировать диффузионным путем на значительные расстояния, и таким образом, преодолеть плохие соединения. Хотя такой процесс требуемой длительности и не может быть осуществлен в лабораторных условиях, его можно воспроизвести на

цифровой модели керна. Действительно, чтобы нефть заняла все подходящие для нее поры, достаточно найти глобальный минимум энергии двухфазной системы в порах, что выполнимо на симуляторе DHD. Суперпозицию двух решений (дренаж и глобальный минимум энергии) мы называем равновесием в геологических условиях. При моделировании в описываемой работе [16] было выполнено, в том числе, и сравнение результатов по коэффициенту вытеснения из двух разных типов начальных условий: полученных как традиционным путем дренажа нефти, так и из вышеописанного равновесия в геологических условиях. Было обнаружено, что первый тип начальных условий, как пояснено выше, занижает начальные запасы нефти. Однако одновременно, как показало моделирование, он завышает коэффициент вытеснения, поскольку часть запасов, находящихся в слабосвязанных порах, оказывается плохо дренируема. Тем не менее, в большинстве случаев интегральный отбор нефти из начальных условий второго сценария (равновесия в геологических условиях)

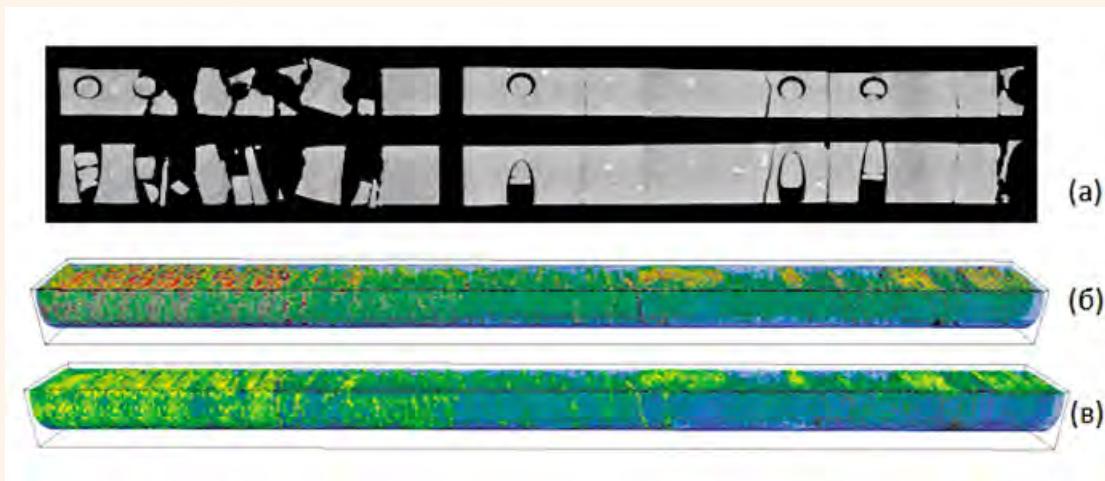


Рис. 9.

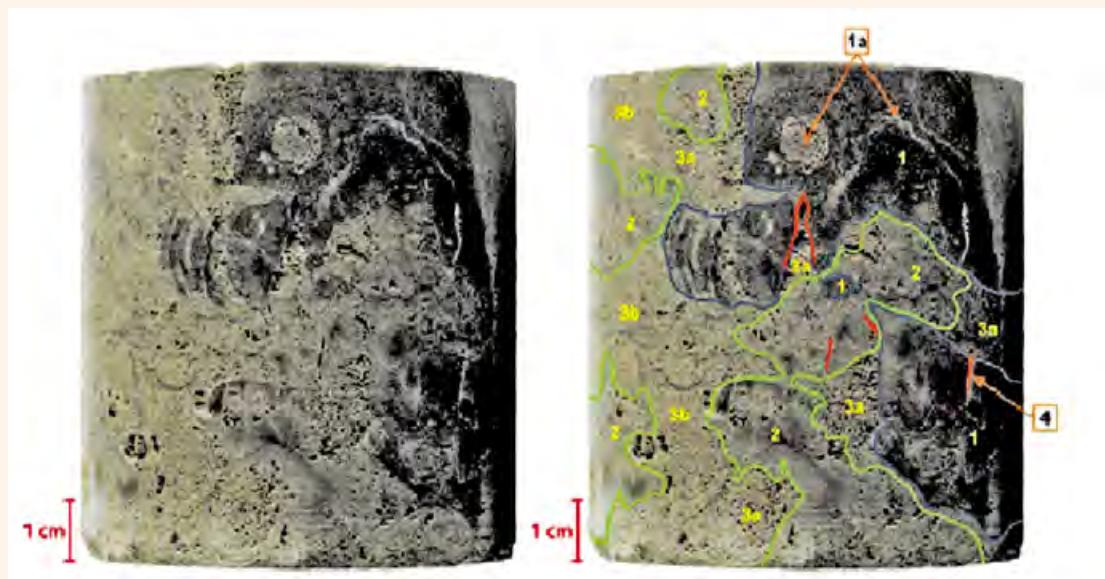
Вид полноразмерного керна газовой залежи туронских отложений (а), распределение начальной (б) и остаточной (в) газонасыщенности на МЦМК полноразмерного керна [17]

оказался несколько выше, чем первого сценария – за счет большей величины начальных запасов, полностью компенсировавшей снижение коэффициента вытеснения. Поэтому учет такого нового способа создания начальной нефтенасыщенности, доступный только в рамках ЦАК, представляется важным с практической точки зрения. Наконец, моделиро-

вание позволило наглядно увидеть картину распределения остаточных запасов в различных сценариях МУН: при вытеснении нефти водой нефть осталась в большинстве крупных пор из-за разрыва нефтяного кластера (рис. 7в, г). Напротив, в случае закачки газа нефть вытеснялась, прежде всего, из крупных пор (рис. 7д), оставаясь в мелких; однако из-за

Рис. 10.

Общий вид полноразмерного цилиндра керна сбоку (смочен водой для контрастности). Наблюдаются макроструктурные элементы: темно-серые (1) – относятся к строматопоровым биокластам (синие границы); светло-серые (2) – к водорослевому каркасу (зеленые границы); светло-коричневато-желтоватые (3) – к интракластово-комковатому заполнителю. В интракластово-комковатом заполнителе выделяются участки с развитием кавернозности (3а) вблизи каркасных элементов, интракластов и биокластов, а также мелкопористые участки (3б), приуроченные к основной массе заполнителя. В строматопоровых биокластах выделяются пористые светлые прослойки (1а). Наблюдаются открытые трещины синерезиса (4) (выделено красным)



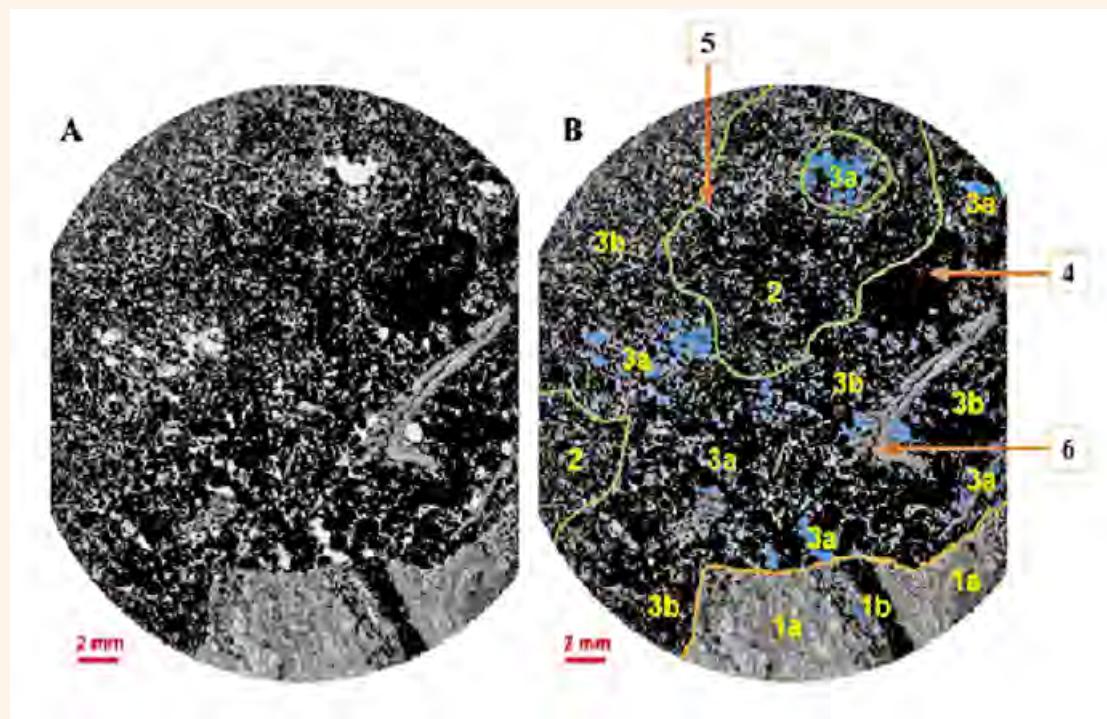


Рис. 11.

Панорамный снимок шлифа из образца (а); то же, но с выделенными синим крупными пустотами для удобства восприятия (б). Наблюдается неравномерное распределение пористости. Выделяются участки строматопорового биокласта (1), водорослевого каркаса (2) и интракластово-комковатого заполнителя (3). Пространство биокласта разделяется на строматопоровую часть (1а) и бактериальный сгустковый прослой (колония *Girvanella*) (1б). Пространство заполнителя разделяется на слабопористые (3б) и участки с развитием каверн (3а). Отмечаются крупные интракласти (4), тонкие трещины синерезиса (5), органогенный-детрит (6) (обломок раковины брахиоподы)

быстрого прорыва газа далеко не все крупные поры были дренированы.

В заключение обзора применений ЦАК приведем пример моделирования с помощью ЦАК на керне газовой залежи пород туронских отложений [17]. Керн характеризовался в основном низкой проницаемостью, но варьировавшейся в очень широком диапазоне – от сотых долей миллиарды до нескольких единиц и даже десятков миллиардов. Такой широкий разброс проницаемости и очень сильная неоднородность керна обусловили использование многошагового моделирования. Свойства керна были изучены на масштабе от нескольких микрон до нескольких миллиметров, затем на кернах диаметром 8 мм и 30 мм, и, наконец, на полноразмерном керне. Наиболее низкопроницаемые участки изучались путем сканирования с помощью технологии ФИП-РЭМ (фокусированный ионный пучок и растровая электронная микроскопия), позволяющей получить изображения с разрешением до 10–15 нм/воксель (рис. 8б). Такое разрешение позволяло разрешить всю пористость исследуемого участка, однако покрывало лишь незначительный по размеру фрагмент керна. Более высокопроницаемые участ-

ки сканировались при помощи традиционной рентгеновской микротомографии с разрешением около 1 мкм/воксель. По результатам обоих типов сканирования строились БЦМК, на которых были получены кривые стационарных ОФП вода-газ (рис. 8в). На следующем этапе строились МЦМК образцов кернов диаметром 8 мм (рис. 8г, д) и 30 мм, исходными данными для которых были результаты моделирования на предыдущих масштабах. На этих МЦМК также проводилось моделирование ОФП вода-газ (рис. 8е). Наконец, на заключительном этапе работы была построена МЦМК полноразмерного керна (рис. 9). Отличительной особенностью в этой работе было разрушенное состояние физического керна. Однако, несмотря на это, цифровая модель керна целиком была построена. Для этого использовались методы машинного обучения по сохранившимся кускам керна. На итоговой МЦМК полноразмерного керна были промоделированы различные сценарии отбора газа в режиме истощения на разных ступенях капиллярного давления. Таким образом, был выполнен численный эксперимент ЦАК, принципиально невозможный в лабораторных условиях из-за отсутствия целого образца керна. Также

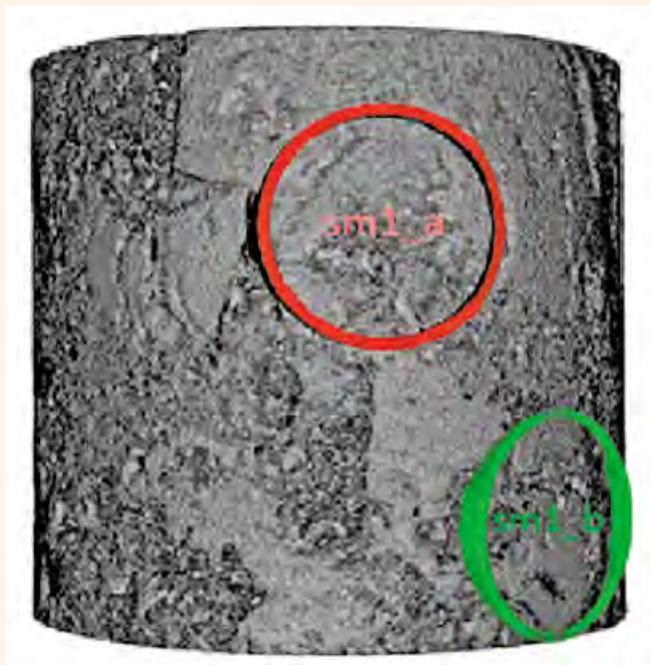


Рис. 12.

Визуализация боковой поверхности цилиндра полноразмерного керна на основе микро-КТ изображения, с отметками запланированных мест выбуривания стандартного керна

были продемонстрированы три последовательных стадии апскейлинга цифровой модели керна с наномасштабом через микромасштаб и до полноразмерного керна.

В представленных выше примерах применения ЦАК исследовались породы, которые были однородны с точки зрения литологии и минералогии, хотя могла иметь место неоднородность фильтрационно-емкостных характеристик. В настоящей работе мы представляем новый подход, осуществляющий переход к моделированию на поровом уровне структурно и текстурно неоднородных пород.

Нужно отметить, что в нефтегазовой отрасли все большее внимание уделяется природным резервуарам нефти и газа, имеющим весьма сложное строение, которое выражено в высокой геологической неоднородности на различных иерархических уровнях, в том числе и на уровне породы-коллектора. Выявление и моделирование этой неоднородности позволит существенно повысить эффективность разведки и освоения месторождений. Построение соответствующих моделей требует привлечения полного спектра геолого-геофизических исследований различного масштабного уровня и выработка (разработки) методик комплексирования полученных данных.

Для данных полевой и скважинной геофизики характерна низкая разрешающая способ-

ность, и хотя во многих случаях структурно-текстурная неоднородность породы имеет решающее значение, она не может быть выявлена с помощью геофизических методов. В то же время подобного рода неоднородности могут быть установлены детальными литолого-петрофизическими исследованиями. Особую роль при выявлении неоднородности породного уровня на современном этапе получают методы рентгеновской компьютерной томографии, которые позволяют получить трехмерные модели объема породы. Однако, учитывая, что рентгеновская компьютерная томография в нефтегазовой литологии применяется относительно недавно, существует необходимость совершенствования информативности таких моделей. Этот процесс позволит выявить пространственные структурно-текстурные закономерности строения горных пород и распределения в них пустотного пространства.

По-видимому, наиболее высоким уровнем геологической неоднородности обладают резервуары, связанные с карбонатными биогермными постройками, для которых геофизическими методами фактически выделяются только общие морфологические особенности [18, 19].

Структурная и текстурная неоднородность таких пород, и, как следствие, распределение и связанность пустотного пространства формируется под влиянием многих сложных и, как правило, многостадийных процессов. Наиболее высокая степень неоднородности биогермных образований связана с их структурно-текстурными особенностями, которые сформировались главным образом в результате жизнедеятельности различных колониальных организмов. В зависимости от состава биоценоза, формирующего каркас биогермной постройки, и эволюции палеоэкологических обстановок, формируется весьма сложная морфология резервуара, которая в свою очередь определяет важнейшие особенности развития разнонаправленных катагенетических преобразований (выщелачивание, минерализация и др.), которые приводят в итоге к существенному изменению конфигурации пустотного пространства.

Такая особенность биогермных карбонатных пород во многом определяет сложности во время промышленного освоения природных резервуаров, приуроченных к крупным органогенным массивам (рифам и рифоподобным телам). Скважинные и полевые геофизические методы в таких комплексах не дают однозначную характеристику неоднородности строения пород-коллекторов.

Для исследований методами ЦАК был взят образец из водонасыщенной части разреза по

известнякам фаменского возраста Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Исследуемый полноразмерный цилиндр керна в литологическом плане был представлен биогермным водорослевым известняком с интракластово-комковатым заполнителем и строматопоровыми биокластами [20, 21]. Пространство породы в основном представлено тремя макроструктурными элементами (*рис. 10*), формирующих пятнистую текстуру.

1. Строматопоровые биокласти. Преимущественно плотные. Сложенены переслаивающимися ламинацией строматопороидей, с включением сгустковых цианобактериальных прослоев (*Girvanella*), часто встречаются в виде обрывков или желвакоподобных тел размером от 2 до более 10 см. Пустотное пространство строматопороидей, сформированное перекристаллизованными перегородками и столбиками, полностью минерализовано кальцитом за исключением единичных тонких прослоев.

2. Водорослевый каркас. Как правило, плотный, иногда нарушается трещинами синерезиса. Формируется еще на стадии седиментогенеза при полной цементации межформенного пустотного пространства аллохтонных компонент породы (комков и интракласти) за счет обызвествления и перекристаллизации зеленых водорослей между ними.

3. Интракластово-комковатый заполнитель. Имеет неравномерно распределенное пустотное пространство: от порового (3b) до порокавернового (3a). Интракластово-комковатый заполнитель в основной массе сложен окатанными интракластами (максимальный размер в шлифе достигает 7 мм, в среднем 1–3 мм), комками (как правило, преобладают в породе) и редкими сгустковыми скоплениями пелитоморфного кальцита. Интракласти, комки и сгустки имеют цианобактериальную природу.

Из вторичных процессов в образце выделяются:

- перекристаллизация чехлов зеленых водорослей в каркасе и заполнителе;
- неравномерная крустификация стенок комков и интракласти тонкокристаллическим кальцитом (0,01–0,05 мм) на границе с пустотным пространством;
- выделение в межформенном пустотном пространстве каплевидного вадозного кальцитового цемента (размером до 0,35 мм). Срастание крустификационного и вадозного цементов в заполнителе формирует неравномерно залеченные кальцитом межформенные пустоты;
- неравномерно развитое выщелачивание, с образованием крупных каверн пре-



Рис. 13.

Визуализация миникернов, выбранных из стандартного керна имущественно по прикаркасному пространству, в меньшей степени – по крупным пустотам в более интракластовом заполнителе и трещинам синерезиса в каркасе.

– в образце отмечаются затухающие микростилолитовые швы по границам комков и интракластов, пропитанные ОВ. Наблюдаются выделения и примазки черного ОВ по стенкам некоторых межформенных пустот.

Преобладающий тип пустотного пространства в образце – межформенный, каверновый (пустоты >1 мм). Отмечаются внутриформенный тип пустотного пространства в немногочисленных крупных (до 0,45 мм) однокамерных фораминиферах и кальцисферах. Средний размер межформенных пустот в массе преимущественно комковатого заполнителя по данным шлифов составляет 0,05–0,2 мм.

Распределение пустотного пространства в образце зависит от соотношения в пространстве трех макроструктурных элементов (*рис. 10*): водорослевых каркасов, бактериально-строматопоровых биокластиов и интракластово-комковатого заполнителя.

Более того, оно преимущественно приурочено к последнему и зависит, в том числе, и от соотношения микроструктурных элементов (*рис. 11*): комков, интракласти и, редко – сгустков.

Таким образом, пустотное пространство исследуемого образца имеет неоднородность своего распределения как минимум на двух масштабах: текстурном (масштаб литотипа, керна) и структурном (масштаб шлифа). Особенности условий осадконакопления привели к формированию первичной межформенной пористости по интракластово-комковатому заполнителю, впоследствии неравномерно расширенной выщелачиванием.

Исходя из анализа образца, для задач моделирования на качественном уровне выделено 4 основных структурных класса породы, соответствующих выделенным ранее макроструктурным элементам породы:

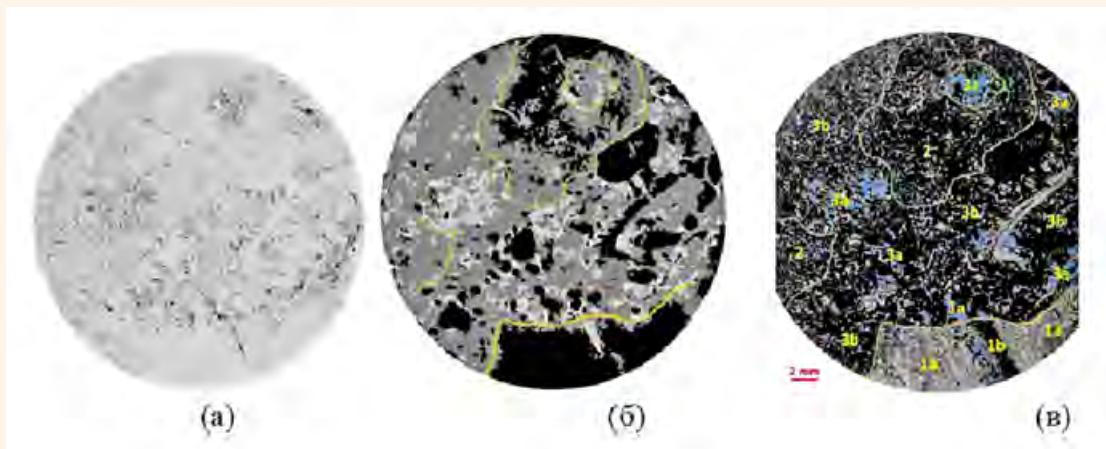


Рис. 14.

Сечение микроКТ изображения стандартного ($\varnothing 30$ мм) керна (а), его семантическая сегментация на 4 класса (б) и пространственно соответствующий панорамный снимок шлифа (в). Наблюдается неравномерное распределение пористости

- 1 класс – водорослевый каркас (макроструктурный элемент 2);
- 2 класс – строматопоровые биокласты (макроструктурный элемент 1);
- 3 класс – поровый интракластово-комковатый заполнитель (макроструктурный элемент 3b);
- 4 класс – порово-каверновый комковато-интракластовый заполнитель (макроструктурный элемент 3a).

Для проведения работ по ЦАК были последовательно получены изображения следующих типов:

- полноразмерный керн диаметром 80 мм (29 мкм/вокс), отсканировано при помощи томографа *RX Solutions® Easytom S*;
- стандартный керн диаметром 30 мм (9 мкм/вокс), выбранный из полноразмерного образца, отсканировано при помощи томографа *RX Solutions® Easytom S* (рис. 12);
- panoramicные оптические изображения шлифов с торцов всех стандартных кернов для литологического анализа;
- миникерны диаметром 8 мм (2,2 мкм/вокс), выбранные из одного стандартного керна, отсканировано при помощи *SkyScan 1172* (рис. 13).

Аналогично процессу, использованному для полноразмерного керна, изображение было разделено на 4 класса, отличающиеся по структуре и плотности. За счёт того, что после получения микроКТ изображения небольшая часть каждого стандартного керна с торца была использована для изготовления тонкого шлифа, полученное разбиение на 4 класса может быть напрямую сопоставлено с результатами литологического анализа (рис. 14).

Наиболее интересным для последующего анализа и наиболее представительным для опи-

сания всего образца был миникерн 2.2 (рис. 13). Именно этот миникерн использовался для расчета фазовых проницаемостей и лабораторных исследований.

Исходя из данных по пластовым условиям, были выбраны следующие параметры эксперимента: температура – 65 °C, давление – пластовое 7,5 МПа и горное 15,0 МПа. Для проведения фильтрационного эксперимента на миникерне были подготовлены следующие модели флюидов: модель пластовой воды, с ионным составом, близким к природной пластовой воде, общей минерализацией 192 г/л и вязкостью 0,72 мПа·с; модель нефти, на основе вязкой дегазированной нефти, разбавленной авиационным керосином до вязкости 6,2 мПа·с при температуре 65 °C. Плотности воды и нефти при экспериментальных термобарических условиях составили 1101,0 кг/м³ и 870,1 кг/м³, соответственно.

Одним из ключевых параметров в моделировании многофазного течения является межфазное поверхностное натяжение. После подготовки модельных воды и нефти были проведены измерения межфазного натяжения данной системы при термобарических условиях эксперимента [22], т.е. при давлении 7,5 МПа и температуре 65 °C. Стабильное значение межфазного натяжения составило 15,5 мН/м.

Для настройки и калибровки ЦМК были проведены комплексные экспериментальные исследования транспортных свойств керна. Были измерены пористость и абсолютная проницаемость по газу на стандартном керне (30 мм) и миникерне (8 мм). Также были определены ОФП в концевых точках для системы «нефть – вода» на миникерне (табл. 4).

Класс	Пористость (%)	Абсолютная проницаемость по воде (мД)
1	0,96	337,1
2	0,11	35,9
3	0,073	0,54
4	0,0001	0,0003

Таблица 3.

Характерные фильтрационно-емкостные параметры по классам породы

Расчеты проводились для гидрофильной модели смачиваемости. Следует особо подчеркнуть, что применяемая в ЦАК численная методика расчета ОФП системы «нефть – вода» не требует знания конкретных экспериментальных значений ОФП даже в концевых точках (используются только данные о свойствах флюидов, значения пористости и абсолютной проницаемости по воде): соответствующие значения в них, а также и на всей кривой ОФП получаются в результате прямого численного моделирования.

Напомним, что поскольку на современном этапе развития вычислительной техники прямое численное моделирование абсолютной проницаемости и ОФП на бинарной (пора/порода) модели всего образца затруднительно ввиду большого размера модели — (4000·4000·11000 ячеек), то поэтому для численных расчетов фильтрационно-емкостных свойств таких больших образцов с разными масштабами пор используется подход DHD+CPD [10], допускающий ячейки третьего типа (кроме «чистая пора»/«чистая порода»), называемые «матрица». Последним приписываются определенные транспортные свойства, которые обосновываются соответствующими расчетами на детальных моделях высокого разрешения. При калибровке свойства ячеек «матрицы» учитывается их принадлежность к тому или иному классу в соответствии

с семантической сегментацией микроКТ изображения, что возможно благодаря наличию набора расчётов по отдельным блокам. В результате, оказывается достаточно расчётов на наборе моделей существенно меньшего размера, чем 4000·4000·11000 ячеек.

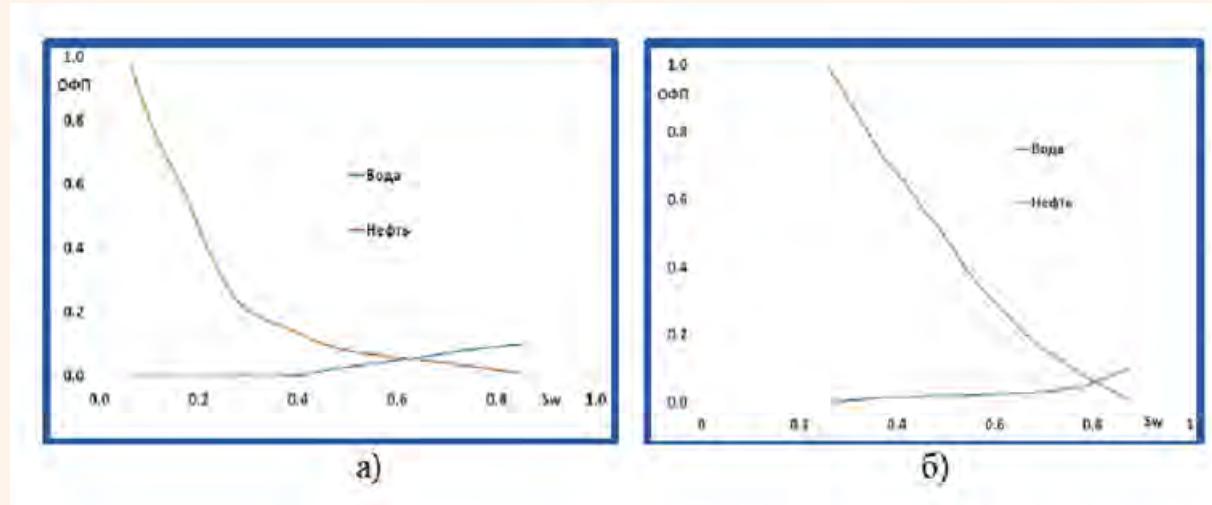
Данный образец обладает исключительно сильной неоднородностью и перемежаемостью по размерам пор и их топологии. Приведем типичный пример распределения классов 1–4 для подобразца размером 1000·1000·1000 ячеек: а) класс 1 (0,6%); б) класс 2 (35,1%); в) класс 3 (54,3%); д) класс 4 (10%).

Процедура подготовки начальных данных для численного моделирования выбранного образца, и само численное моделирование, состоит из нескольких последовательных этапов.

Этап 1. Полученные экспериментальные данные позволяют адекватно настроить распределение смачиваемости в поровом пространстве цифровой модели образца, а также влияние различных классов на его транспортные свойства. На полной бинарной модели образца размером 4000·4000·11000 ячеек осуществляется поиск отдельных подобластей, содержащих преимущественно один из 4 найденных классов (с точностью ~ 2%). Для таких найденных подобластей проводятся расчеты абсолютной проницаемости по газу/воде посредством симулятора

Рис. 15.

Графики ОФП в системе нефть – вода для класса 2 (а) и класса 3 (б)



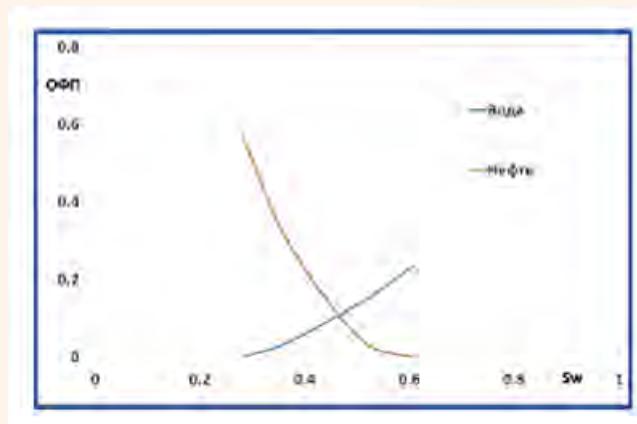


Рис. 16.

Графики ОФП в системе нефть – вода для всего образца

DHD. В **табл. 3** приводятся соответствующие значения пористости и абсолютной проницаемости по воде.

Этап 2. По выбранным на этапе 1 областям, на основе симулятора DHD, рассчитываются ОФП в системе «нефть – вода». На **рис. 15** приводятся соответствующие графики для класса 2 (а) и класса 3 (б). Для класса 4 ОФП не рассчитывались из-за низкой абсолютной проницаемости. Класс 1 представлен пустотами (кавернами), поэтому течение флюидов в этом классе описывается путем решения прямой задачи двухфазной гидродинамики.

Этап 3. Выполняется переход от бинарных моделей к модели DHD+CPD, в результате которого численное моделирование на макромасштабе проводится на модели из 400·400·1100 ячеек, среди которых 10,87% относятся к «чистой породе», 1,86% – к «чистым порам» и 87,27% – к «матрице». Высокая доля ячеек типа «матрица» говорит о важности корректной калибровки их свойств. Поэтому методами машинного обучения проведена выборка ряда подобластей с различным процентным содержанием классов 2 и 3. При этом выбирались такие подобласти размером 500·500·500 ячеек, в которых суммарное процентное содержание классов 2 и 3 составило больше 97%, после чего для этих подобластей на основе симулятора DHD определялись значения абсолютных фазовых проницаемостей по воде. В результате получена однопараметрическая

корреляционная зависимость абсолютной проницаемости по воде от процентного содержания класса 2. Такая зависимость используется для более точной настройки модели в части соответствия значений абсолютной проницаемости по воде ее экспериментальным значениям. На **рис. 16** приведен график ОФП в системе «нефть – вода» для всего образца, полученный с помощью DHD + CPD методики. Сравнения экспериментальных и расчетных данных представлено в **табл. 4**.

Необходимо отметить, что значения остаточной водонасыщенности при расчете ($K_{\text{вн}}^*=27,9\%$) было получено методом вытеснения водной фазы нефтяной, т.е. соответствует порогу подвижности по воде. Это значение выше экспериментального значения ($K_{\text{вн}}=15,8\%$), которое получено в результате другого процесса (методом капиллярной вытяжки).

В целом, результаты, представленные в настоящей работе, демонстрируют широкий спектр возможностей ЦАК, как дополнения и расширения экспериментальных исследований керна. Вопреки иногда встречающемуся мнению, ЦАК не может существовать изолированно от лабораторных исследований керна и, тем более, заменить подобные исследования. Наоборот, ЦАК должен стать интегральной составляющей исследований керна и даже стимулировать дополнительные исследования и новые экспериментальные методы, позволяющие совершенствовать цифровые модели пород-коллекторов и цифровые модели флюидов на поровом уровне. Так, одним из направлений совершенствования ЦАК является изложенная выше процедура интеграции литологического и структурного анализа с методом иерархических моделей, которая позволяет значительно улучшить надежность расчетов гидродинамических и петрофизических параметров коллекторов.

По нашему мнению, инновационный метод цифрового анализа керна существенно расширяет информационную базу моделирования месторождений и проектирования разработки. Этот метод должен стать важным элементом постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений и необходимой частью цифровизации и интеллектуализации разработки месторождений. **⊕**

Таблица 4.

Сравнение расчетных и экспериментальных значений

Проницаемость, мД	Расчет	Эксперимент
По воде при $K_{\text{вн}}=100\%$	3,32	3,37
По нефти при остаточной водонасыщенности ($K_{\text{вн}}^*$)	1,91 ($K_{\text{вн}}^*=27,9\%$)	2,27 ($K_{\text{вн}}=15,8\%$)
По воде при остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{но}}$)	0,78 ($K_{\text{но}}=39,2\%$)	0,70 ($K_{\text{но}}=43,0\%$)

Литература

1. Buzug T. Computed Tomography: From Photon Statistics to Modern Cone-Beam CT. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008. 522 p.
2. Withers P.J. X-ray Nanotomography //Materials Today. 2007. No. 10 (12). P. 26–34.
3. Reimers I., Safonov I., Kornilov A., Yakimchuk I. Two-Stage Alignment of FIB-SEM Images of Rock Samples //Journal of Imaging. 2020. Vol.6, P.107.
4. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит. 2009. 312 с.
5. Динариев О.Ю. О гидродинамическом описании многофазной смеси в узких порах и тонких слоях //Прикладная математика и механика. 1995. Том 59. Вып. 5. С. 776–783.
6. Dinariev O.Yu., Evseev N.V. Modeling of nanoscale liquid mixture transport by density functional hydrodynamics //Physical Review E. 2017. Vol.95. 063307.
7. Demianov A., Dinariev O., Evseev N. Density functional modeling in multiphase compositional hydrodynamics //Can. J. Chem. Eng., 2011, 89(2), 206-226.
8. Armstrong R.T., Berg S., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Koroteev D., Safonov S., Modeling of pore-scale two-phase phenomena using density functional hydrodynamics //Transp. Porous Med. 2016. 112(3). P.577-607.
9. Klemin D., Schlicht P., Distaso R.E., Radaelli F. Rigorous Digital Rock Technology Validation through Cross-Sector Collaboration //SPE-212617 (2023)
10. Dinariev O., Evseev N., Klemin D. Density Functional Hydrodynamics in Multiscale Pore Systems: Chemical Potential Drive //The 33th International Symposium of the Society of Core Analysts, Pau, France, 26-30 August, 2019, SCA2019-0009, E3S Web of Conferences, 146, 01001 (2020)
11. Шандрыгин А., Шелепов В., Рамазанов Р., Андрианов Н., Клемин Д., Надеев А., Якимчук И. Механизм вытеснения маловязкой нефти из микронеоднородной пористой среды полимерными растворами //SPE-176629-RU (2015).
12. Шандрыгин А., Шелепов В., Рамазанов Р., Андрианов Н., Клемин Д., Надеев А., Сафонов С., Якимчук И. Механизм вытеснения нефти из микронеоднородной пористой среды при ВГВ //SPE-182037-RU (2016).
13. Якимчук И., Евсеев Н., Коробков Д., Варфоломеев И., Динариев О., Хан В., Коротеев Д., Орлов Д., Муравлева Е., Белозеров Б., Крутко В., Кондратьев А. Изучение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских пород с помощью цифрового анализа керна //SPE-196928-RU (2019).
14. Varfolomeev I., Evseev N., Ridzel O., Abashkin V., Zozulya A., Karpukhin S. and Miletsky M. //Digital Multiscale Flow Modeling for Fractured Carbonates with Hessian-Based Cracks Detection, Conference Proceedings, First EAGE Digitalization Conference and Exhibition, Nov 2020, Volume 2020, p.1 – 5, DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202032039>
15. Якимчук И., Евсеев Н., Коробков Д., Ридзель О., Плетнева В., Ярышев М., Ильясов И., Глушченко Н., Орлов А. Изучение полимерного заводнения на поровом уровне методом цифрового анализа керна для коллекторов Восточно-Мессоянского месторождения //SPE-202013-RU (2020).
16. Якимчук И., Евсеев Н., Коробков Д., Динариев О., Ридзель О., Хан В., Семков В., Жонин А., Кравец Д. Цифровой анализа керна – инновационный подход для оценки эффективности агентов МНН на поровом уровне для ачимовских пород //SPE-202015-RU (2020).
17. Якимчук И., Коробков Д., Плетнева В., Ридзель О., Варфоломеев И., Реймерс И., Сафонов И., Евсеев Н., Динариев О., Денисенко А., Самохвалов А., Хан В., Кусов А., Тюрин Е., Королев А., Ситдиков Р., Максимов Е., Лознюк О., Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород туронских отложений с помощью цифрового анализа керна //SPE-206584-RU (2021).
18. Постников А.В., Оленова К.Ю., Сивальнова О.В., Козионов А.Е., Казимиров Е.Т., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саэттараев А.Д. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции //Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 22–28.
19. Постникова О.В., Постников А.В., Сивальнова О.В., Оленова К.Ю., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саэттараев А.Д. Литолого-петрофизическая неоднородность карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Труды РГУ НГ им. И.М. Губкина. 2021. № 4. С. 5–20.
20. Маслов В. П. Атлас породообразующих организмов. М.: Наука. 1973. 267 с.
21. Peter A. Sholle, Dana S/ Ulmer-Sholle A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis //AAPG Memoir 77. Published AAPG, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 2003, 474 p.
22. Плетнева В.А., Коробков Д.А., Корнилов А.С., Сафонов И.В., Якимчук И.В., Стукан М.Р. Измерение межфазного натяжения в пластовых условиях с помощью рентгенографии //SPE-206480-RU (2021).

UDC 553.9

O.Yu. Dinariev, Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Scientific Adviser, Schlumberger Technology Company LLC¹, odinariev@slb.com
A.Yu. Demyanov, Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Schlumberger Technology Company LLC¹, ademianov@slb.com
N.V. Evseev, Senior Researcher, Schlumberger Technology Company LLC¹, nevseev@slb.com
I.A. Varfolomeev, Researcher, Schlumberger Technology Company LLC¹, ivarfolomeev@slb.com
D.A. Korobkov, Cand. Sc. (Technology), Senior Researcher, Schlumberger Technology Company LLC¹, dkorobkov@slb.com
V.K. Khan, Head of Scientific Department, Schlumberger Technology Company LLC¹, vkhan2@slb.com
A.V. Postnikov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy), Head of Department, Gubkin University², postnikov@gubkin.ru
O.V. Postnikova, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy), Dean of the Faculty of Geology and Geophysics, Gubkin University², olgapostnikova@yandex.ru
E.T. Kazimirov, engineer, Gubkin University², egorcasual@yandex.ru

¹16A bldg. 3, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russia.
²65 bldg. 1, Leninsky prospect, Moscow, 119991, Russia.

Implementation of Digital Rock Analysis for Evaluation of Structural, Lithological, Transport and Capacitance Rock Properties

Abstract. The modern capabilities of digital rock analysis in computation of hydrodynamic and petrophysical properties by pore-scale numerical modeling are presented. The potential applications of this method in geological and hydrodynamic modeling are discussed including the evaluation of geological and recoverable reserves of fluid hydrocarbons. The examples of practical applications of digital rock analysis are given. The new method of hierarchical rock model development and corresponding computations is described, which is based on identification of structural and textural classes in rock samples.

Keywords: digital rock analysis; pore-scale modeling; relative phase permeabilities; hierarchical models.

References

1. Buzug T. Computed Tomography: From Photon Statistics to Modern Cone-Beam CT. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008. 522 p.
2. Withers P.J. X-ray Nanotomography // Materials Today. 2007. No. 10 (12). P. 26–34.
3. Reimers I., Safonov I., Kornilov A., Yakimchuk I. Two-Stage Alignment of FIB-SEM Images of Rock Samples // Journal of Imaging. 2020. Vol.6, P.107.
4. Dem'ianov A.Iu., Dinariev O.Iu., Evseev N.V. *Osnovy metoda funktsionalnaya plotnosti v gidrodinamike* [Fundamentals of the density functional method in hydrodynamics]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2009, 312 p.
5. Dinariev O.Iu. *O gidrodinamicheskem opisanii mnogokomponentnoi mnogofaznoi smesi v uzkikh porakh i tonkikh sloiakh* [On the hydrodynamic description of a multicomponent multiphase mixture in narrow pores and thin layers]. *Prikladnaia matematika i mehanika* [Applied Mathematics and Mechanics], 1995, vol. 59, issue 5, pp. 776–783.
6. Dinariev O.Yu., Evseev N.V. Modeling of nanoscale liquid mixture transport by density functional hydrodynamics // Physical Review E. 2017. Vol.95. 063307.
7. Demianov A., Dinariev O., Evseev N. Density functional modeling in multiphase compositional hydrodynamics // Can. J. Chem. Eng., 2011, 89(2), 206–226.
8. Armstrong R.T., Berg S., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Koroteev D., Safonov S. Modeling of pore-scale two-phase phenomena using density functional hydrodynamics // Transp. Porous Med. 2016. 112(3). P.577–607.
9. Klemin D., Schllicht P., Distaso R.E., Radaelli F. Rigorous Digital Rock Technology Validation through Cross-Sector Collaboration // SPE-212617 (2023)
10. Dinariev O., Evseev N., Klemin D. Density Functional Hydrodynamics in Multiscale Pore Systems: Chemical Potential Drive // The 33th International Symposium of the Society of Core Analysts, Pau, France, 26–30 August, 2019, SCA2019-0009, E3S Web of Conferences, 146, 01001 (2020)
11. Shandrygin A., Shelepop V., Ramazanov R., Andrianov N., Klemin D., Nadeev A., Iakimchuk I. *Mekhanizm vysteneniia maloviazkoi nefti iz mikroneodnorodnoi poristoi sredy polimernymi rastvorami* [The mechanism of displacement of low-viscosity oil from a microheterogeneous porous medium by polymer solutions]. SPE-176629-RU (2015).
12. Shandrygin A., Shelepop V., Ramazanov R., Andrianov N., Klemin D., Nadeev A., Safonov S., Iakimchuk I. *Mekhanizm vysteneniia nefti iz mikroneodnorodnoi poristoi sredy pri VGV* [The mechanism of oil displacement from a microheterogeneous porous medium during WAG]. SPE-182037-RU (2016).
13. Iakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Varfolomeev I., Dinariev O., Khan V., Koroteev D., Orlov D., Muravleva E., Belozerov B., Krut'ko V., Kondrat'ev A. *Izuchenie fil'tratsionno-emkostnykh svoistv achimovskikh porod s pomoshch'iu tsifrovogo analiza kerna* [Study reservoir properties of Achimov rocks using digital core analysis]. SPE-196928-RU (2019).
14. Varfolomeev I., Evseev N., Ridzel O., Abashkin V., Zozulya A., Karpukhin S. and Miletsky M. // Digital Multiscale Flow Modeling for Fractured Carbonates with Hessian-Based Cracks Detection, Conference Proceedings, First EAGE Digitalization Conference and Exhibition, Nov 2020, Volume 2020, p.1 – 5, DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202032039>
15. Iakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel' O., Pletneva V., Iaryshev M., Il'iasov I., Glushchenko N., Orlov A. *Izuchenie polimernogo zavodneniya na porovom urovne metodom tsifrovogo analiza kerna dlja kollektorov Vostochno-Messoiakhskogo mestorozhdenija* [Study of polymer flooding at the pore level by digital core analysis for reservoirs Vostochno-Messoyakha field]. SPE-202013-RU (2020).
16. Iakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Dinariev O., Ridzel' O., Khan V., Semkov V., Zhonin A., Kravets D. *Tsifrovoi analiza kerna – innovatsionnyi podkhod dlja otsenki effektivnosti agentov MUN na porovom urovne dlja achimovskikh porod* [Digital core analysis- an innovative approach to assess the effectiveness of EOR agents on a pore level for Achimov rocks]. SPE-202015-RU (2020).
17. Iakimchuk I., Korobkov D., Pletneva V., Ridzel' O., Varfolomeev I., Reimers I., Safonov I., Evseev N., Dinariev O., Denisenko A., Samokhvalov A., Khan V., Kusov A., Tiurin E., Korolev A., Sittikov R., Maksimov E., Lozniuk O. *Izuchenie fil'tratsionno-emkostnykh svoistv porod turonskikh otlozhenii s pomoshch'iu tsifrovogo analiza kerna* [Study of reservoir properties of Turonian rocks using digital core analysis]. SPE-206584-RU (2021).
18. Postnikov A.V., Olenova K.Iu., Sival'neva O.V., Kozinov A.E., Kazimirov E.T., Putilov I.S., Potekhin D.V., Saetgaraev A.D. *Geneticheskie tipy pustotnogo prostranstva i zakonomernosti ikh raspredeleniya v karbonatnykh prirodnnykh rezervuarakh Timano-Pechorskoi provintsii* [Genetic types of void space and regularities of their distribution in carbonate natural reservoirs of the Timan-Pechora province]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz* [Oil Gas Exposition], 2022, no. 1, pp. 22–28.
19. Postnikova O.V., Postnikov A.V., Sival'neva O.V., Olenova K.Iu., Putilov I.S., Potekhin D.V., Saetgaraev A.D. *Litologo-petrofizicheskaiia neodnorodnost' karbonatnykh rezervuarov Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii* [Lithological and petrophysical heterogeneity of carbonate reservoirs of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Trudy RGU NG im. I.M. Gubkina* [Proceedings of Gubkin University], 2021, no. 4, pp. 5–20.
20. Maslov V. P. *Atlas porodoobrazuushchikh organizmov* [Atlas of rock-forming organisms]. Moscow, Nauka Publ., 1973, 267 p.
21. Peter A. Sholle, Dana S/ Ulmer-Sholle A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis // AAPG Memoir 77. Published AAPG, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 2003, 474 p.
22. Pletneva V.A., Korobkov D.A., Kornilov A.S., Safonov I.V., Iakimchuk I.V., Stukan M.R. *Izmerenie mezhfaznogo natiazheniiia v plastovykh usloviakh s pomoshch'iu rentgenografii* [Measurement of interfacial tension in reservoir conditions using radiography]. SPE-206480-RU (2021).



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.В. Пинчук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-
методического сопровождения
подсчета запасов
главный специалист
A_Pinchuk@vniiigaz.gazprom.ru



Д.С. Волков
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-
методического сопровождения
подсчета запасов
научный сотрудник
DS_Volkov@vniiigaz.gazprom.ru



Н.Д. Гачегова
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-методического
сопровождения подсчета запасов
главный специалист
N_Gachegova@vniiigaz.gazprom.ru



М.А. Творогов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹
лаборатория научно-
методического сопровождения
подсчета запасов
главный специалист
M_Tvorogov@vniiigaz.gazprom.ru

Актуализация геологических запасов газа на основе создания локальной адаптивной литологической модели Чаяндийского НГКМ по данным ГИС и сейморазведки МОГТ-3D с использованием нейронных сетей

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

Разработка и внедрение научных методик обусловили успешное выполнение и защиту подсчетов запасов уникальных месторождений ПАО «Газпром». Научные исследования касаются вопросов оперативного прогноза распространения коллекторов с учетом данных сейморазведки и ГИС с использованием алгоритмов нейронных сетей в процессе бурения эксплуатационных скважин, до бурового прогноза их траектории и эффективности вскрытия коллекторов (достоверность не менее 70%). Анализ запасов, рассчитанный с учетом новых методик, позволяет сделать вывод о корректной разведке месторождений, о достоверности и новых принципах построения геологических моделей для подсчета запасов и проектов разработки

Ключевые слова: оперативный подсчет запасов; газ; тектонические нарушения; наклонный ГНК; уникальные месторождения; технология нейронных сетей; кустовые модели

На этапе промышленного освоения залежей Чаяндинского НГКМ ПАО «Газпром» проводится его активное доизучение. Актуальной проблемой является неоднородность геологического строения продуктивных вендских отложений, которая снижает эффективность вскрытия коллекторов при бурении пилотных и горизонтальных стволов скважин. Внедрение инновационных технологий при анализе распределения коллекторов в пределах продуктивных пластов обеспечивает оптимизацию расстановки эксплуатационного бурения и достижение проектных показателей (стартовых дебитов и т.д.). При подсчете запасов УВС стандартные подходы при создании и актуализации геологической модели месторождения при сложнопостроенных физико-геологических свойствах среды приводят к неоправданному осреднению межскважинного пространства, к неоднозначности распределения литологии в этом пространстве, а в ряде случаев – к систематическому смещению в определяемых запасах.

Для решения этих задач в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатывается методика прогноза распространения коллекторов в терригенных вендских отложениях Чаяндинского НГКМ в районах проектируемых эксплуатационных скважин по данным комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС с использованием алгоритмов нейронных сетей. При использовании методики решаются следующие задачи:

- прогноз зон развития коллекторов в районе проектных траекторий скважин;
- рекомендации по оптимизации азимутов бурения проектных эксплуатационных скважин;
- создание кустовых 2D и 3D адаптивных геологических моделей в районах, пробуренных в 2022 г. кустов эксплуатационных скважин;
- сопоставление локальных нейросетевых геологических моделей и геологических моделей для подсчета запасов в районах пробуренных кустов скважин;
- построение единой геологической модели из локальных кустовых нейросетевых геологических моделей и оценка запасов УВС. **Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение** имеет сложное геологическое строение и обладает рядом специфических особенностей, обусловленных, главным образом, существенной изменчивостью обстановок осадконакопления и активными тектоническими процессами на протяжении всей истории геологического развития осадочного бассейна [10]. Последний оперативный подсчет запасов (ОПЗ) был выполнен и защищен коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на

Государственной комиссии по запасам (ФБУ «ГКЗ») в 2022 г.

Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в терригенных отложениях венда. Продуктивными являются ботубинский V- ϵ , хамакинский V- ϵ , и талахский V- ϵ горизонты. Дебиты газа достигают для ботубинского горизонта 867 тыс. м³/сут, для хамакинского горизонта – 770 тыс. м³/сут, для талахского – 368 тыс. м³/сут; дебиты нефти для ботубинского и хамакинского горизонтов достигают 55 м³/сут. По величине извлекаемых запасов, составляющих более 1 трлн м³, месторождение относится к уникальным.

Петрофизическая модель горизонтов V- ϵ

Выделение коллекторов и определение подсчетных параметров в скважинах Чаяндинского НГКМ осуществляется по всему выполняемому комплексу ГИС в разведочных и эксплуатационных (наклонных и горизонтальных) скважинах Чаяндинского НГКМ. В эксплуатационных скважинах выделение коллекторов и определение подсчетных параметров осложняется несимметричностью исследуемой зоны прискважинного пространства, неоднозначностью прямых качественных признаков коллектора по ВИКИЗ и ИК5 (приращение между зондами различной глубинности наблюдается практически по всему разрезу), ограниченностью комплекса ГИС в эксплуатационных скважинах относительно разведочных (отсутствие ЯМК, комплекса БК-МБК, FMI), при определении пористости и нефтегазонасыщенности систематическими смещениями в геофизических параметрах, верных лишь в осесимметричной геометрии (отсутствие теоретических решений прямой задачи для большинства методов ГИС). В связи с этим на основе анализа комплекса данных разведочного бурения (как эталона) для условий эксплуатационного бурения были использованы дополнительные количественные критерии для выделения газонасыщенных коллекторов – комплекс граничных значений двойных разностных параметров ГК, НК, а также УЭС. Широко привлекались также прямые количественные критерии, устанавливаемые в каждом из однородных пропластков конкретной скважины по данным ГДК. Этот методический подход в полной мере обеспечивает достоверное определение эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов.

Определение пористости пород ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов проводилось по данным акустического и гамма-гамма-плотностного каротажа с использованием зависимостей «керн – ГИС» коэффициента пористости от акустического импе-

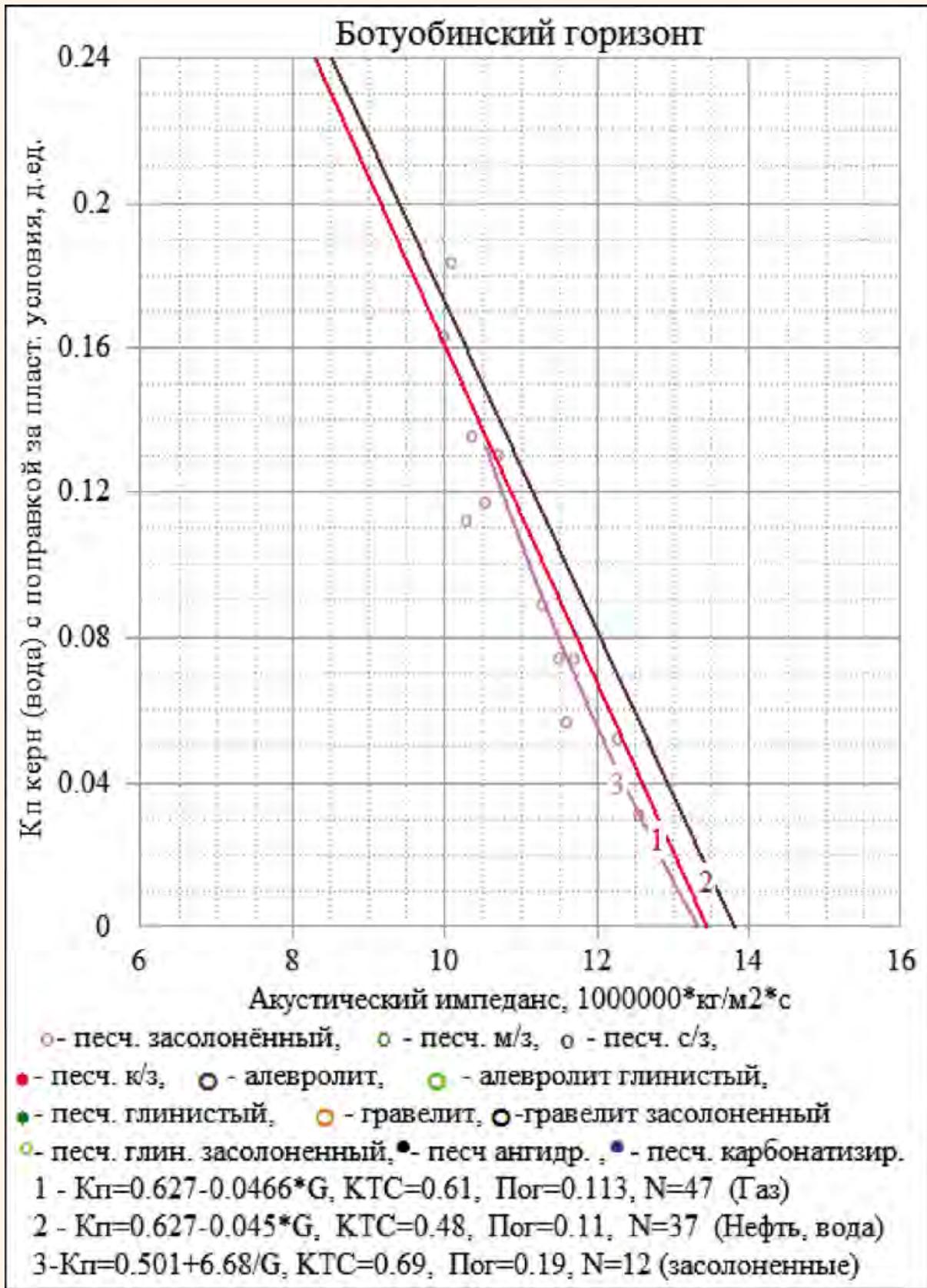


Рис. 1.

Зависимости коэффициента пористости от акустического импеданса. Ботуобинский горизонт Чаяндинского НГКМ

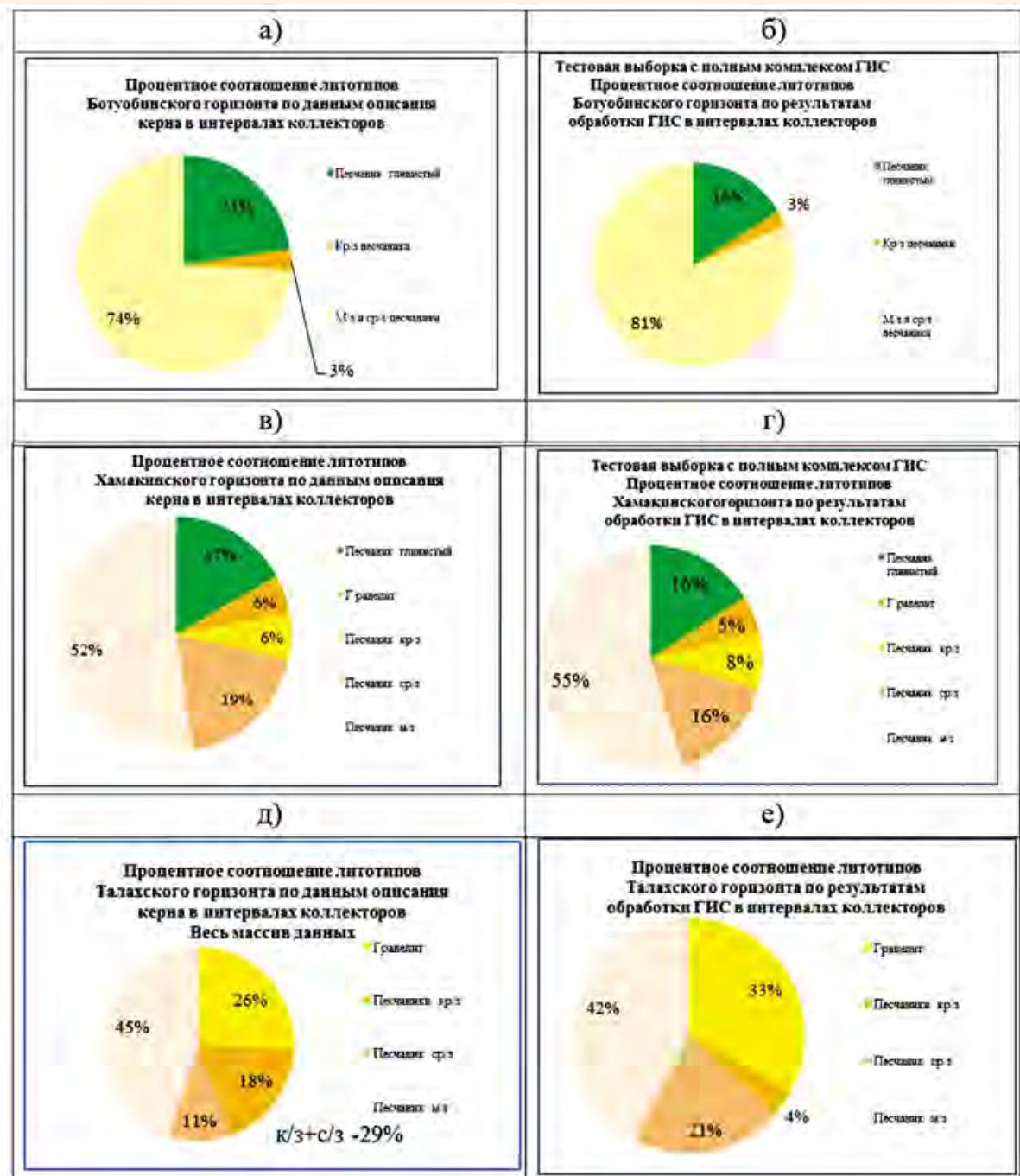


Рис. 2.

Сопоставление процентного соотношения литотипов по данным описания керна для коллекторов (а, в, д), с результатами выделения литотипов по ГИС для коллекторов (б, г, е) для ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского НГКМ

данса (G), которые впервые в России в практике подсчета запасов реализованы для Чаяндинского НГКМ (ПЗ ботуобинского горизонта в 2013 г.). При ОПЗ 2022 г. впервые была осуществлена дифференциация зависимостей $Kp=f(G)$ по степени засолонения. На рис. 1 приведен пример зависимости для ботуобинского горизонта

с дифференциацией по степени галитизации и характеру насыщения [11].

В случаях отсутствия гамма-гамма-плотностного каротажа определение коэффициентов пористости пород проводилось по данным акустического каротажа. Данные зависимости также при ОПЗ 2022 г. впервые для Чаяндинского

НГКМ были дифференцированы по степени галитизации.

Оценка содержания галита в поровом пространстве по данным ГИС и выделение галитизированных интервалов осуществлялось по нормализации кривых НГК и ННК или, в случае отсутствия в комплексе ГИС ННК, – нормализации НГК и АК. Основой применения такого метода является увеличение показаний НГК при повышении содержания хлора (соответственно, галита) за счет увеличения среднего числа гамма-квантов на один нейtron и уменьшением значений ННК-Т (нейтроны дополнительного поглощаются) при равном водородосодержании [12]. Засолоненными являются в основном низкопористые породы, а при коэффициенте пористости более 0,12 д.ед. содержание соли в интервалах не превышает 5% [13]. Такие коллекторы рассматривались как незасолоненные.

Разделение коллекторов на продуктивные и водонасыщенные производилось по результатам обработки ГИС путем использования количественного критерия критической водоонасыщенности (K_b^*), которая обеспечивает получение безводного притока газа при конкретных значениях коэффициента пористости.

Пласт-коллектор признавался продуктивным (нефтегазонасыщенным) при соблюдении соотношения $K_b < K_b^*$ и водонасыщенным, если $K_b > K_b^*$.

Данные ОПК использовались и интерпретировались индивидуально в каждом конкретном пластопрессечении. Во всех случаях предпочтение отдавалось прямым признакам насыщенности коллекторов – присутствию в пробе пластовых флюидов.

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности осуществлялось по зависимостям параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщенности от коэффициента водоонасыщенности.

Выделение литологических типов коллекторов было осуществлено при классификации всей базы изученного керна по литологии (по описанию образцов). При этом все многообразие литологических разностей было сгруппировано в 16 литотипов:

- песчаники мелкозернистые;
- песчаники среднезернистые;
- песчаники крупнозернистые;
- песчаники засолонённые;
- алевролиты;
- алевролиты глинистые;
- песчаники глинистые;
- гравелиты;
- аргиллиты;
- мергели;

- конгломераты, брекчия;
- песчаники карбонатные;
- песчаники ангидритизированные;
- доломиты, известняки;
- ангидриты;
- магматические и метаморфизованные породы.

В интервалах однородных коллекторов (без учета тонкого переслаивания) в **ботубинском** горизонте выделяется 4 литотипа (крупнозернистые песчаники; средне-мелкозернистые песчаники; алевролиты и глинистые песчаники; галитизированные песчаники). В **хамакинском** – 5 литотипов (крупно-среднезернистые песчаники; мелкозернистые песчаники; гравелиты; алевролиты и глинистые песчаники; галитизированные песчаники). В **талахском** – 4 литотипа (крупно-среднезернистые песчаники; мелкозернистые песчаники, алевролиты и глинистые песчаники; гравелиты; галитизированные песчаники). На фильтрационные характеристики коллекторов ботубинского и хамакинского горизонтов наибольшее влияние оказывают степень отсортированности и количество галита, в меньшей степени – содержание ангидрита и доломита. Засоление, ангидритизация и доломитизация отмечаются в любых литотипах, независимо от их структурно-текстурных особенностей. В коллекторах талахского горизонта влияние всех трех факторов крайне высокое. Указанные литотипы выделяются в разрезе по комплексу литологических критериев – диапазонов изменения данных ГИС (dГК д.ед. dНК д.ед., СГК (K) %, СГК (Th) ppm, ГГК-П г/см³, АКп (dt) мкс/м, УЭС Омм) Результаты количественного анализа процентного содержания литотипов в разрезе скважины по описанию керна и выделенных по ГИС показали достаточную сходимость этих величин (*рис. 2*).

Для коллекторов Чаяндинского НГКМ по ГИС устанавливалась также степень неоднородности, которая значительно влияет на величину фильтрационных свойств пласта. Критерии оценки неоднородности по данным ГИС были впервые в России разработаны на основе данных микросканеров (*FMI*), увязанных с данными стандартного и дополнительного комплекса ГИС, а также с литологическим макроописанием керна и петрофизическими исследованиями [4].

По установленным критериям в разведочных скважинах Чаяндинского НГКМ с различным комплексом ГИС были выделены однородные, средней однородности и неоднородные коллекторы.

В итоге применения новой комплексной многокомпонентной петрофизической модели литология и неоднородность терригенных

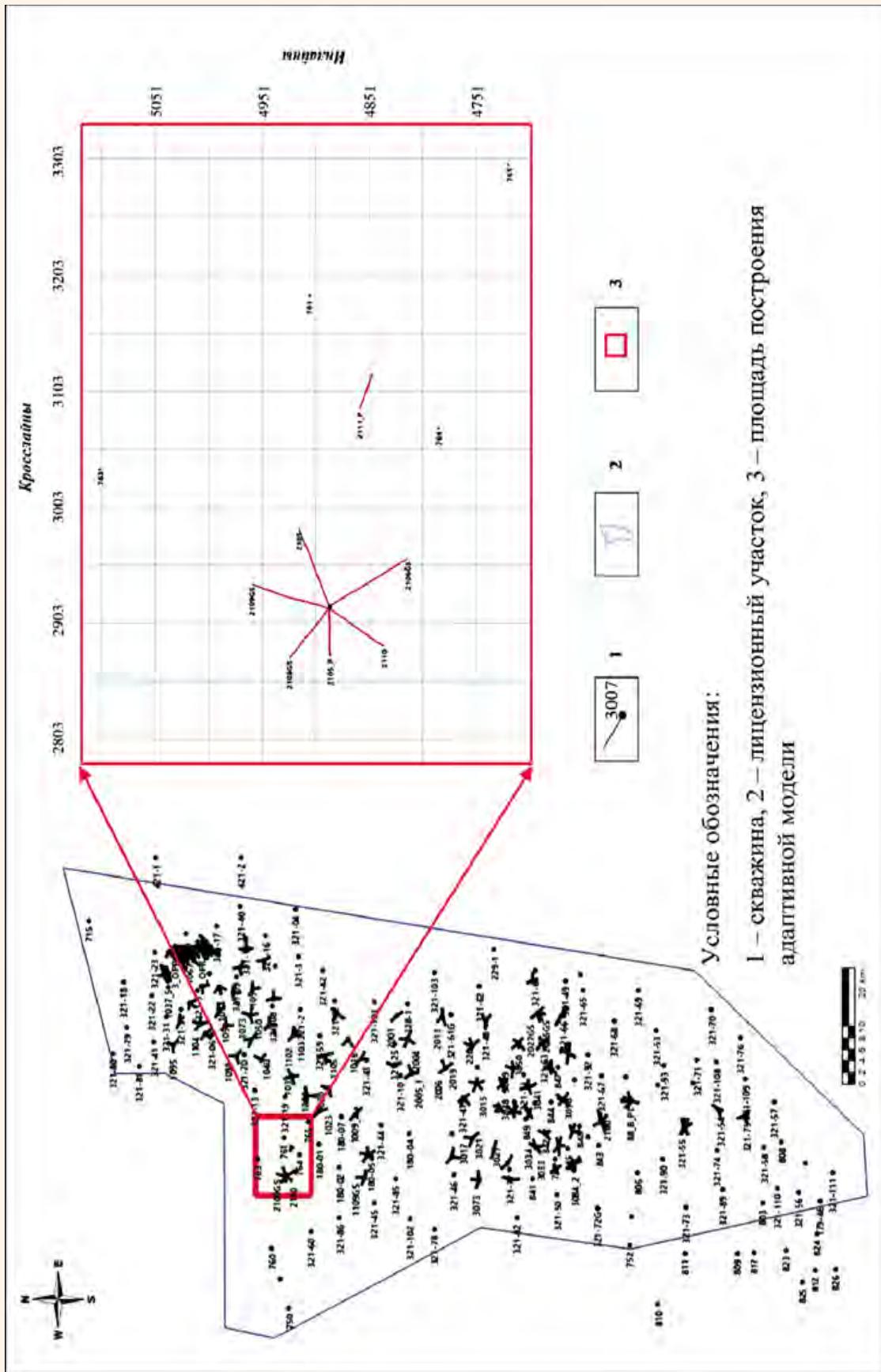


Рис. 3.
Участок
площад

Рис. 3. Участок комплексной интерпретации материалов ГИС и сейсморазведки в районе одного из кустов Чаяндинского НГКМ: 1 – скважина; 2 – лицензионный участок; 3 – площа́дь построения адаптивной модели

пластов идеально совпадает с литологией и неоднородностью по керну, значения пористости подтверждаются керном, значения нефтегазонасыщенности подтверждаются результатами опробования, проницаемость по ГИС совпадает с проницаемостью по ГДИ.

Адаптивная методика прогнозирования литологии песчаных пластов и коллекторов в них в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки МОГТ-3D и ГИС с использованием нейронных сетей

Методика была реализована в оперативном режиме бурения эксплуатационных скважин: осуществлялась подготовка предбуровых моделей и последующих уточненных моделей после бурения проектных скважин в районах кустового бурения. При моделировании разреза используется контролируемый вероятностный подход распределения литотипов, основанный на нейросетевой классификации. Эта технология демонстрирует свою эффективность в условиях возрастающего количества сейсмических атрибутов и выделенных по ГИС литотипов, при наличии неоднозначности решения обратной задачи – районирования зон коллекторов. Выполнение нейросетевого анализа с целью прогноза коллекторов в межскважинном пространстве предполагает использование следующих входных данных.

1. Осредненные детерминированные кривые литологии (гистограммы) с минимальной невязкой относительно исходных данных. Результат представляет собой эквивалентную эффективную модель среды, суммарно соответствующую отклику в масштабах разрешающей способности сейсморазведки. Производится уменьшение количества литотипов путем их объединения по критериям минимального самостоятельного влияния на динамические свойства сигнала (из 16 литотипов до 4). Данный шаг необходим для физического обоснования сейсмогеологической модели ввиду уменьшения разрешающей способности методов в ряду ГИС–ВСП–сейсморазведка.

2. Результаты структурной интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D:

- структурно-тектонический каркас, определяющий геометрические особенности изучаемого интервала разреза;

- толстослоистая глубинно-скоростная модель, которая позволяет преобразовать данные сейсморазведки МОГТ-3D и результаты их интерпретации из временного масштаба в глубинный с последующим анализом геолого-геофизической информации в единой системе координат (в том числе использовать горизонтальные скважины).

3. Результаты динамической интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D:

- наборы сейсмических атрибутов до и после суммирования, обладающие откликом при изменении литологического состава, контраста физических свойств горных пород и/или изменении мощности изучаемого интервала разреза и имеющие «смысловую» физико-геологическую интерпретацию;
- результаты инверсионных преобразований, позволяющие перейти от амплитудно-частотных характеристик волнового поля к петроупругим свойствам горных пород в межскважинном пространстве.

В качестве алгоритма работы нейросети используется оптимальный с точки зрения авторов вероятностный подход на основе «ассоциативного обучения нейронной сети с равноправной связью» (*Democratic Neural Network Association*). При прогнозе литологического состава горных пород проблема обучения нейросети может быть связана с отсутствием надежной корреляционной зависимости между кривыми литологии (ГИС) и сейсмическими данными, поскольку фации, как правило, распределены хаотично и не имеют строгого математического критерия для разделения. Использование только одной контролируемой нейронной сети имеет тенденцию искажать результаты обучения [7], поскольку восстановленные «литотипы» горных пород часто пересекаются друг с другом. Применение нескольких одновременно работающих сетей в качестве ассоциативной комбинации оптимизирует результаты прогноза [8]. Существуют различные подходы для одновременного обучения нескольких нейронных сетей. Как правило, используются методы многовекторного обучения [2], которые требуют в качестве входных данных наборы независимых сейсмических атрибутов. Применение такого подхода к прогнозу литологии не является надежным с точки зрения характеристики коллектора, поскольку большинство используемых атрибутов взаимозависимы и отличаются только статистическим распределением анализируемого параметра. Другой подход заключается в одновременном запуске и обучении нескольких нейронных сетей с использованием единого набора атрибутов [9]. Такая методика предоставляет возможность проводить обучение ассоциативных нейронных сетей с уникальным набором атрибутов сейсмических данных, которые не обязательно являются независимыми. Определение ансамбля нейронных сетей с различными стратегиями обучения помогает компенсировать существующее смещение при использовании только одной сети [2].

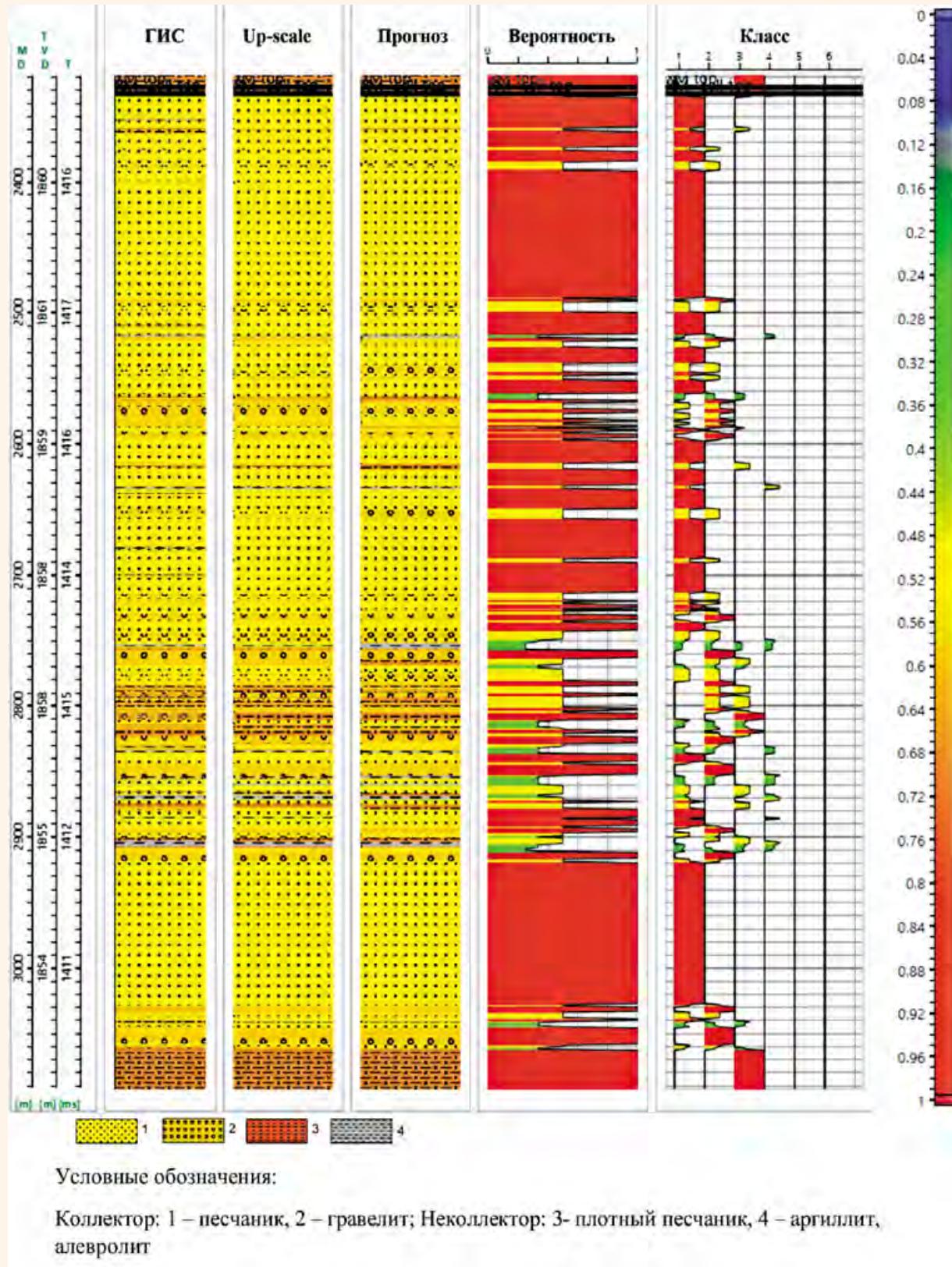


Рис. 4.

Пример результатов обучения нейронной сети. Коллектор: 1 – песчаник; 2 – гравелит; неколлектор: 3 – плотный песчаник, 4 – аргиллит, алевролит

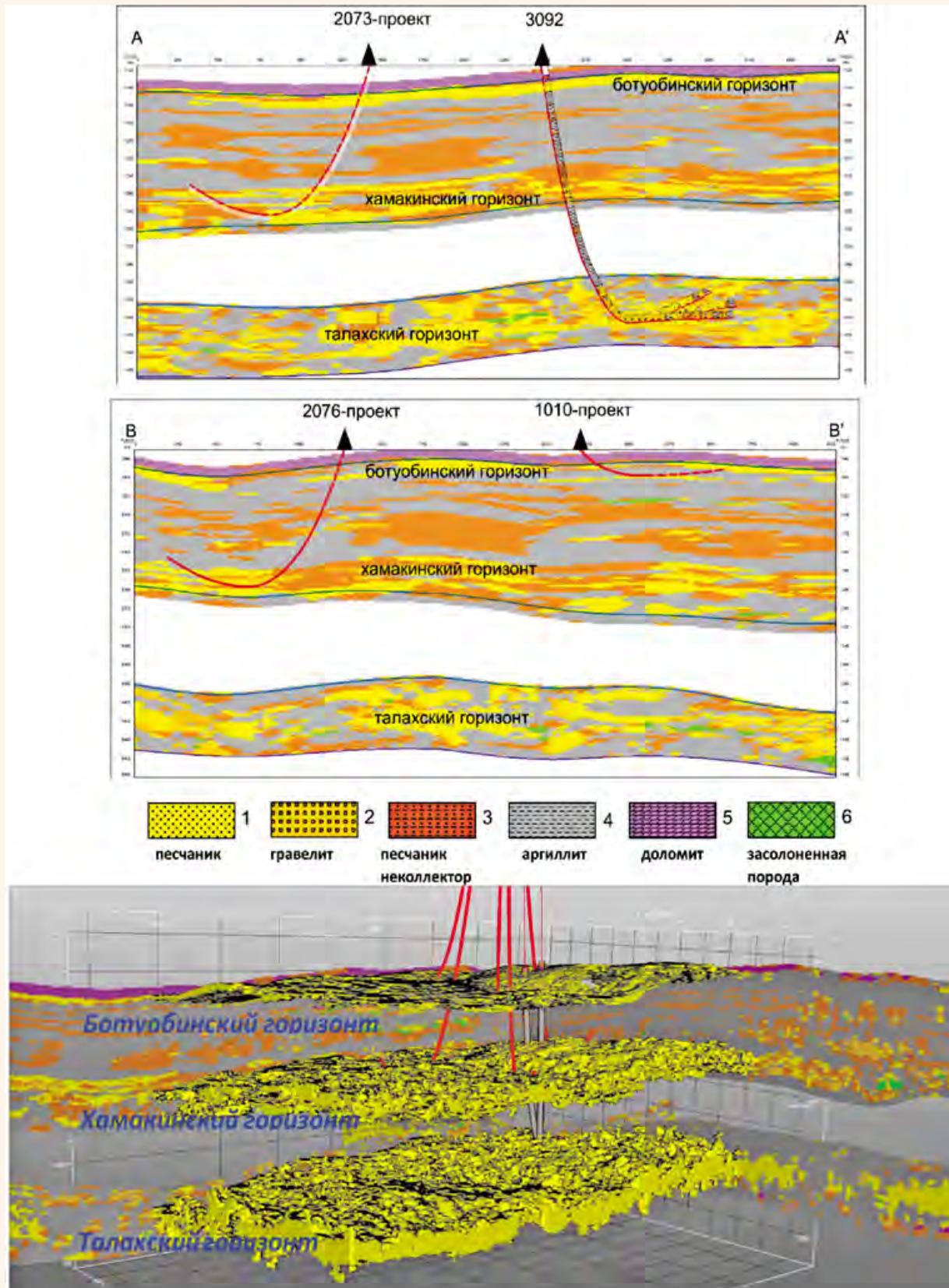


Рис. 5.

Результаты прогноза литотипов на примере одного из эксплуатационных кустов ЧНГКМ

ГИС	Нейросеть	Коллектор	Неколлектор
Коллектор		коллектор	Ошибка II рода «пропуск коллектора»
Неколлектор		Ошибка I рода «ложный коллектор»	неколлектор

Таблица 1.
Матрица ошибок

Производительность обучения нейросети ограничена количеством «жестких» выборок (информация о характере литологического состава) в обучающем наборе. Если объем данных слишком мал, вполне вероятно, что обучающая выборка слишком ограничена с точки зрения разнообразия по сравнению с исходными данными для классификации. В этом случае велик риск переобучения, а прогностические свойства сетей серьезно снижаются. Дополнение «жесткой» выборки «мягкими» (не дают прямой информации о литологическом составе) данными на этапе обучения улучшает качество прогноза нейросети [3].

Таким образом, ряд простых нейронных сетей выявляет закономерности в данных обучающего набора, используемые для создания нелинейных связей между литотипами в скважинах и набором сейсмических атрибутов. Процесс оценивает неопределенность распределения горных пород и представляет результаты в виде вероятностей нахождения искомого литотипа. Он включает в себя несколько этапов, которые рассмотрены на примере создания секторной литологической модели одного из эксплуатационных кустов (*рис. 3*):

Анализ главных компонент

При проведении атрибутной классификации выполнен анализ главных компонент для уменьшения избыточности данных и их зашумленности в многоатрибутном наборе. На первом этапе использовано 50 атрибутов. Сейсмические атрибуты были стандартизированы. После анализа матрицы ряд атрибутов с коэффициентом сходимости больше 0,6 был исключен из дальнейших расчетов. Всего было оставлено 20 атрибутов и произведен повторный расчет главных компонент.

Создание обучающего набора

Для этого предварительно выполняется осределение кривых с последующим созданием выборки литологии (из кривых после осреднения) и сейсмических атрибутов с заданным пользователем шагом выборки вдоль траекторий скважин для дальнейшего обучения.

Обучение нейронной сети

Процесс обучения заключается в формировании набора нейронов, представляющих выборку данных, как основы для классификации. Изначально выполняется стабилизация – к обучающему набору данных в позициях скважин, который может не полностью представлять сейсмические данные в областях, удаленных от скважин, добавлены дополнительные сейсмические данные по сети с шагом 10×10 инлайнов/кросслайнов. Затем проведено многократное тестирование параметров обучения в различных сочетаниях с подбором комбинации, описывающей наиболее достоверно сейсмогеологическую модель среды. На *рис. 4* представлены критерии контроля качества при обучении нейронной сети. С использованием данных ГИС создается осредненная эффективная модель среды, которая использована для машинного обучения. В результате получены восстановленная кривая литологии по нейросетевому анализу, выполнена оценка максимальной вероятности корректного предсказания литологии вдоль траектории ствола скважины. Также приведена оценка вероятности принадлежности прогнозной литологии к указанному классу, где каждая кривая демонстрирует данное распределение, причем цвет кривой и ее отклонение показывают вероятность того, что этот класс встречается в этой позиции на траектории скважины.

Классификация и сглаживание

На заключительном этапе выполнена классификация разреза с параметрами, протестированными в процессе обучения. Полученные кубы литологии подвергались дальнейшей процедуре сглаживания, что улучшило их соотношение сигнал/шум и латеральную выдержанность фаций [1].

В результате моделирования с учетом объединения литотипов в разрезе Чаяндинского НГКМ прослежены продуктивные пластины, формирующие в трехмерной модели связные песчаные тела (*рис. 5*).

Оценка эффективности методики прогнозирования осуществлялась по результатам сопоставления моделей «факт – прогноз» (результаты интерпретации ГИС по пробуренной скважине – предбуровая прогнозная модель).

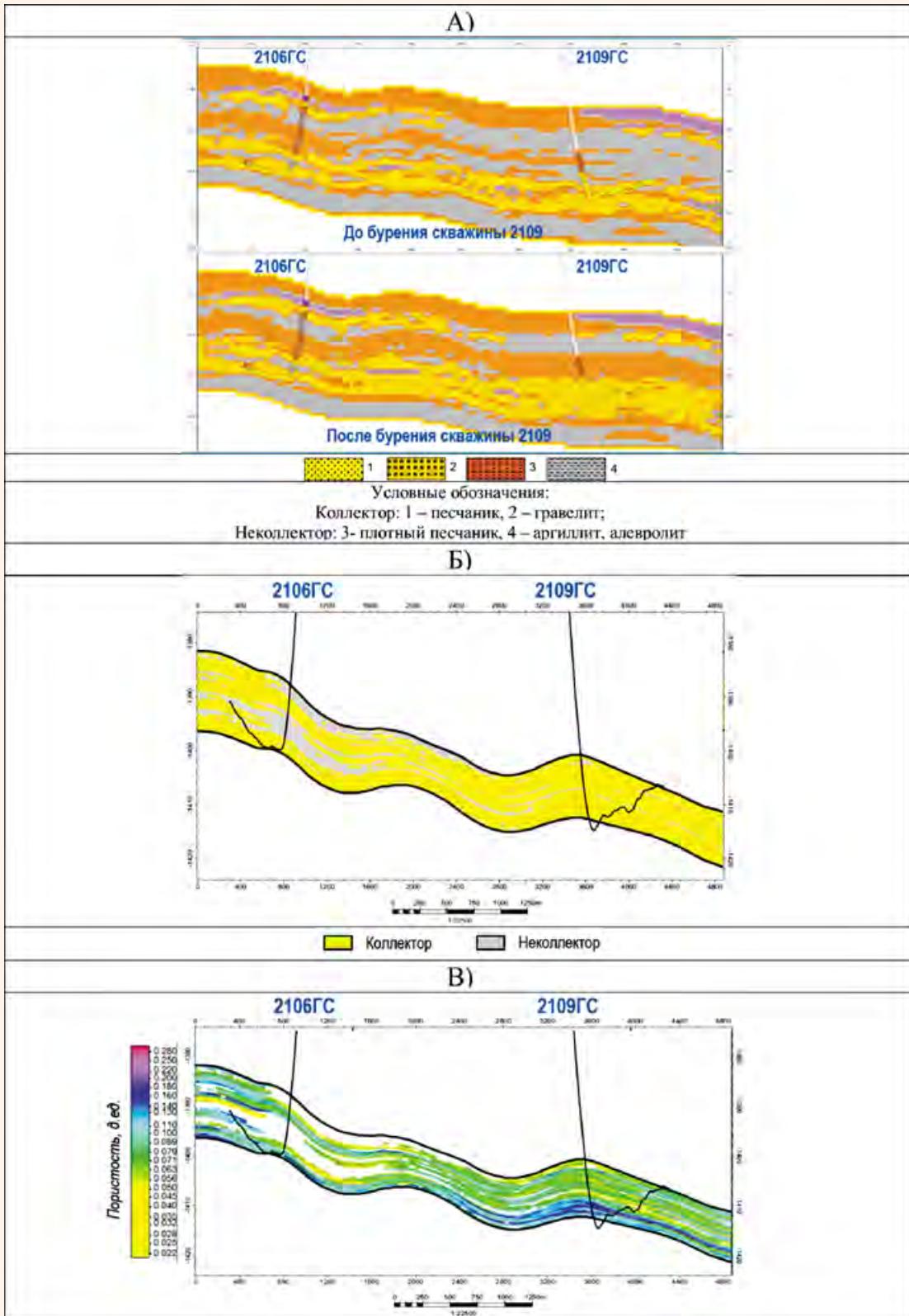


Рис. 6.

Результаты после бурения скважины 25ГС: а – куб литологии (нейронные сети). Коллектор: 1 – песчаник, 2 – гравелит; неколлектор: 3 – плотный песчаник, 4 – аргиллит, алевролит. Геологическая модель в интервале хамакинского горизонта; б – куб пористости, в – куб проницаемости

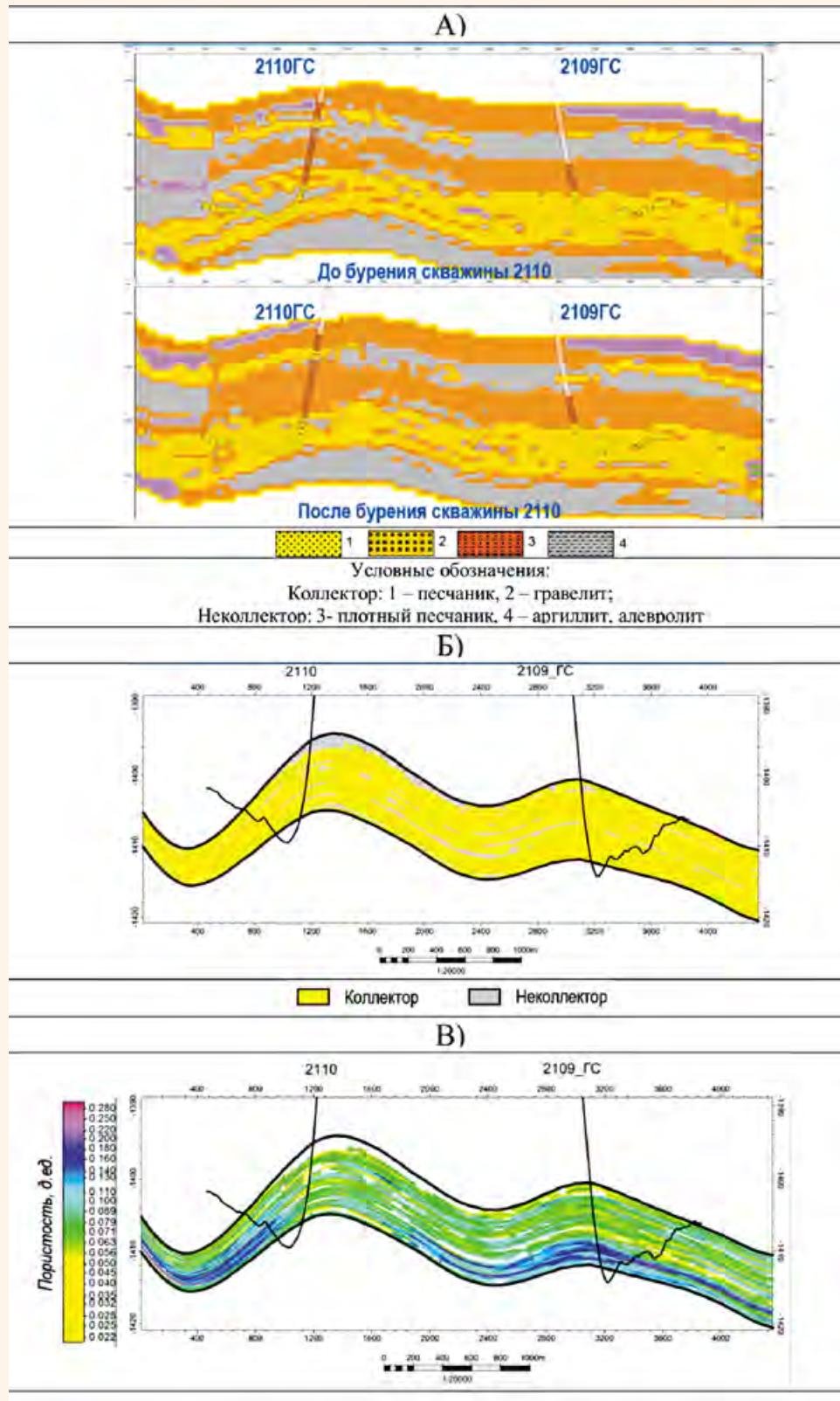


Рис. 7.

Результаты после бурения скважины 26 ГС: а – куб литологии (нейронные сети). Коллектор: 1 – песчаник, 2 – гравелит; неколлектор: 3 – плотный песчаник, 4 – аргиллит, алевролит. Геологическая модель в интервале хамакинского горизонта: б – куб литологии; В – куб пористости

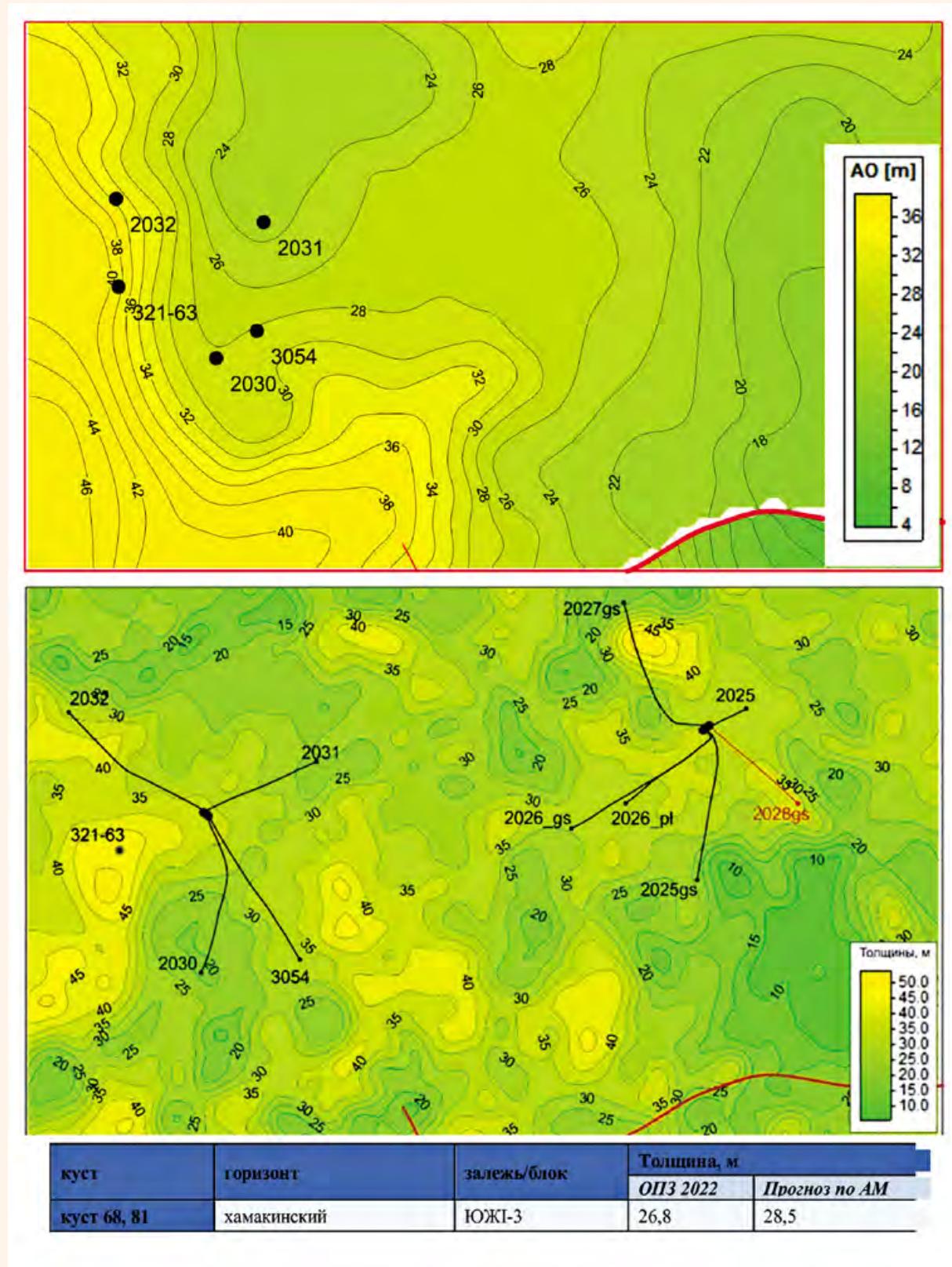


Рис. 8.

Пример сопоставления эффективных толщин локальных геологических моделей ОПЗ 2022 г. (а) и нейросетевых моделей (б) в районах пробуренных в 2022 г. кустов скважин для хамакинского горизонта

В качестве исходной информации использованы литологические кривые ГИС (коллектор/неколлектор) прогноза литологии вдоль траектории ствола скважины до бурения. При этом матрица ошибок выглядит следующим образом (*табл. 1*):

Предполагается, что данные ГИС являются достоверной известной величиной, а алгоритм нейросетевой классификации демонстрирует результаты восстановления литологической кривой коллектор/неколлектор в процессе машинного обучения. Если при работе классификатора прогнозные значения на данной кривой и ГИС совпадают, то говорится о двух событиях истинной классификации. При некорректном предсказании интервалов коллектора и неколлектора возникают:

- ошибка I рода («ложный коллектор»), связанная с классификацией точек по нейросети как зона коллектора, при этом не являющихся по данным ГИС коллектором;
- ошибка II рода («пропуск коллектора»), связанная с классификацией точек по нейросети как зона неколлектора, при этом являющихся по данным ГИС коллектором.

Все вышеперечисленные метрики учитываются при расчете корректности работы алгоритма нейронной сети. Однако в случае асимметрии классов необходимо рассматривать метрики с отдельными показателями качества прогноза каждого из классов. В рамках сейсмо-геологической интерпретации результатов необходимо оценивать способность метода восстановить эффективную толщину коллектора. Для этого необходимо проанализировать метрику отклонения прогнозной мощности коллектора от истинной, полученной по ГИС. Одной из наиболее оптимальных считается взвешенная абсолютная процентная ошибка прогнозирования (*WAPE – weighted absolute percent error*), которая является симметричной и наименее чувствительной к искажениям числового ряда:

$$W_1 = \sum_{i=1}^n [\text{Фактическая эф.мощность коллектора}(i) - \text{Прогнозная эф.мощность коллектора}(i)]^2$$

$$\text{WAPE} = W_1 / (\sum_{i=1}^n [\text{Фактическая эф.мощность коллектора}(i)])$$

Достоверность прогноза по нейросетевым геологическим моделям по эффективности вскрытия коллекторов по результатам сопоставления «прогноз – факт» в 2022 г. (по 41 сегменту) составила в среднем 70%, по ботубинскому горизонту – 73%; хамакинскому – 69%; талахскому – 70%.

Таким образом, применение алгоритмов построения адаптивной литологической модели с использованием алгоритмов нейросетевого анализа доказало свою значимость в ходе про-

гноза эффективной мощности коллектора в межскважинном пространстве и продемонстрировало успешную апробацию на Чаяндинском НГКМ.

Методика построения локальной секторной геологической модели заключалась в использовании полученных кубов литологии в процессе машинного обучения в качестве низкочастотного тренда. При распространении литологии в межскважинном пространстве выполнялся учет только субвертикальных скважин (пилотный и разведочный ствол), а также точек входа в продуктивный пласт горизонтальных стволов скважин. Использование наклонно-направленных скважин не является оптимальным при создании геологической модели ввиду появления множества артефактов, возникающих на контакте ячеек модели. Данный факт обуславливает, с одной стороны, потерю информации без учета этих скважинных данных с величиной ошибки определения литологии по данным сейсморазведки 3D. С другой стороны, препятствует появлению артефактов при создании геологической модели. Полученные модели литологии (коллектор/неколлектор) соответствуют точности прогноза по материалам сейсморазведки МОГТ-3D и подтверждены результатами бурения. Заложенные в геологические построения тренды, обусловленные аналогией с осадконакоплением, приводят к закономерным геологическим разрезам и картам с очевидным линзовидным строением коллекторов хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ.

В дополнение созданы модели пористости продуктивных интервалов разреза, где в качестве входных данных послужили построенные модели литологии. Полученные результаты представлены на *рис. 6 и 7*.

По результатам выполненных работ были построены адаптивные геологические кустовые модели продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ в районах, пробуренных в 2022 г. кустов эксплуатационных скважин (по 14 участкам газоконденсатных залежей ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов).

Основные изменения по подсчетным параметрам локальных моделей незначительны (от -1% до +4%) и связаны с корректировкой эффективных и эффективных газонасыщенных толщин, полученных по результатам бурения новых эксплуатационных скважин и результатов нейросетевого моделирования. Пример сопоставления эффективных толщин по ОПЗ 2022 г. и по результатам нейросетевого моделирования приведен на *рис. 8*. Сопоставление начальных геологических запасов газа для локальных моделей: согласно утвержденного ОПЗ 2022 г. и с учетом новой геолого-геофизической информации,

полученной по отдельным залежкам), показало изменения в пределах (от -2,2% до +3,1%). Таким образом, доказана реальная возможность и необходимость использовать при подсчете запасов УВС результаты нейросетевой методики прогноза эффективных толщин в процессе разработки по данным комплекса 3D сейсморазведки и ГИС эксплуатационных скважин.

Выводы

• Впервые на уникальном Чаяндинском НГКМ по данным «ГИС-керн-опробование-ГДИ» построена цифровая петрофизическая модель 16 литологических компонент (включая засоление) коллекторов, подтвержденная достоверность которой не хуже 90%.

• Впервые в России опробована и подтверждена результатами последующего бурения по рекомендуемым азимутам эксплуатационных скважин адаптивная методика прогнозирования

эффективных толщин коллекторов Чаяндинского НГКМ. Достоверность прогноза по нейросетевым геологическим моделям по эффективности вскрытия коллекторов по результатам сопоставления «прогноз – факт» в 2022 г. (по 41 сегменту) составила в среднем 70%, по ботубинскому горизонту – 73%; хамакинскому – 69%; талахскому – 70%.

- Синергетический эффект применения двух разработанных инновационных методик: 1 – оценки многокомпонентной литологии из петрофизической модели по данным ГИС и 2 – методики прогнозирования эффективных толщин по литологической сейсмофациальной и геологической модели с использованием искусственного интеллекта, позволил совершить научный прорыв – достичь решения обратной задачи прогноза песчано-глинистых коллекторов на глубинах до 2 км с достоверностью около 70%, ранее не достигаемой.❶

Литература

1. Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В. 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. С. 17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30.
2. Gao, J., W. Fan, and J. Han, 2010, On the power of ensemble: Supervised and unsupervised methods reconciled: Presented at SIAM Data Mining Conference.
3. Guillaumin, M., J. Verbeek, and C. Schmid, 2010, Multimodal semi-supervised learning for image classification: Presented at IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition.
4. Hyndman R.J., Athanasopoulos G.(2018) Forecasting: Principles and Practice/ 2nd edition, OTexts: Melbourne, Australia.
5. Kamal Hami-Eddine, Pascal Klein, Loïc Richard, Bruno de Ribet, and Maelle Grout. A new technique for lithology and fluid content prediction from pre-stack data: An application to a carbonate reservoir. 332-336. 10.1190/SEGJ2018-086.1.
6. Powers, David M W (2011) Evaluation: From Precision, Recall and F-measure to ROC, Informedness, Markedness & Correlation. Journal of Machine Learning Technologies. 2(1): 37-63.
7. Tetko, I. V., 2002a, Introduction to associative neural networks: Journal of Chemical Information and Computer Sciences, 42, 717–728, doi: 10.1021/ci010379o.
8. Tetko, I. V., 2002b, Associative neural network: Neural Processing Letters, 16, 187–199, doi: 10.1023/A: 1019903710291.
9. Zhou, Y., and S. Goldman, 2004, Democratic co-learning: Presented at 16th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence.
10. Поляков Е.Е., Ивченко О.В., Семёнова К.М., Стрекозин В.В., Никульникова Н.А., Ромашенко С.Ю., Чурикова И.В., Кондратьева Л.А., Колотущенко Л.Д., Трухин В.Ю., Ботякова Т.А. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) ПАО «Газпром» //Вести газовой науки. 2017. № 3. С. 172–186.
11. Чурикова И.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Чуриков Ю.М., Ромашенко С.Ю., Духненко Ю.А., Никульникова Н.А. Дифференцированное определение ФЕС неоднородных коллекторов вендинских отложений Восточной Сибири по данным ГИС (на примере Чаяндинского и Ковыктинского месторождений) //Вести газовой науки. 2021. № 3. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. С. 127–140.
12. Добринин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин. М.: Нефть и газ. 2004.
13. Чурикова И.В., Пылев Е.А., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М., Е.В. Семенова, А.А. Чудина, А.В. Симонов Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения //Вести газовой науки. 2019. № 4. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. С. 153–163.

UDC 550.834.05;550.8.056;550.8.053;553.04

E.E. Polyakov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, ООО Gazprom VNIIGAZ¹, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

I.V. Churikova, Head of Laboratory of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, ООО Gazprom VNIIGAZ¹, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

A.V. Pinchuk, Chief Specialist of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, ООО Gazprom VNIIGAZ¹, A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

D.S. Volkov, Researcher of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, OOO Gazprom VNIIGAZ¹, DS_Volkov@vniigaz.gazprom.ru
N.D. Gachegeova, Chief Specialist of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, OOO Gazprom VNIIGAZ¹, N_Gachegeova@vniigaz.gazprom.ru
M.A. Tvorogov, Chief Specialist, of laboratory of scientific and methodological support of reserves calculation, OOO Gazprom VNIIGAZ¹, M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru

¹15 bldg. 1, Gazovikov str., Razvilka settlement, Moscow region, 142717, Russia.

Updating of Geological Reserves of Gas Based on the Creation of a Local Adaptive Lithological Model of the Chayandinskoye Oil and Gas Condensate Field Based on the data of Well Logging and CDP-3D Seismic Survey Using Neural Networks

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 operational forecasting of the distribution of reservoirs, taking into account seismic and well logging data, using neural network algorithms in the process of drilling production wells, up to the drilling forecast of their trajectory and the efficiency of opening reservoirs (reliability of at least 70%). The analysis of reserves, calculated taking into account new methods, allows us to draw a conclusion about the correct exploration of deposits, about the reliability and new principles for building geological models for calculating reserves and development projects.

Keywords: operational calculation of reserves; gas; tectonic disturbances; inclined gas–oil contact; unique deposits; technology of neural networks; cluster models.

References

1. Pinchuk A.V., Pylev E.A., Poliakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V. *Optimizatsiya kustovogo burenija na Chayandinskoyem neftegazokondensatnom mestorozhdenii po dannym sovmestnogo analiza seismicheskikh atributov i GIS s primenением algoritmov neironnykh setei* [Optimization of cluster drilling at the Chayandinskoye oil and gas condensate field based on the data of joint analysis of seismic attributes and well logging using neural network algorithms]. *Geologija nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2022, no. 2, pp. 17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30.
2. Gao, J., W. Fan, and J. Han, 2010, On the power of ensemble: Supervised and unsupervised methods reconciled: Presented at SIAM Data Mining Conference.
3. Guillaumin, M., J. Verbeek, and C. Schmid, 2010, Multimodal semi-supervised learning for image classification: Presented at IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition.
4. Hyndman R.J., Athanasopoulos G.(2018) Forecasting: Principles and Practice/ 2nd edition, OTexts: Melbourne, Australia.
5. Kamal Hami-Eddine, Pascal Klein, Loïc Richard, Bruno de Ribet, and Maelle Grout. A new technique for lithology and fluid content prediction from pre-stack data: An application to a carbonate reservoir. 332–336. 10.1190/SEGJ2018-086.1.
6. Powers, David M W (2011) Evaluation: From Precision, Recall and F-measure to ROC, Informedness, Markedness & Correlation. *Journal of Machine Learning Technologies*. 2(1): 37–63.
7. Tetko, I. V., 2002a, Introduction to associative neural networks: *Journal of Chemical Information and Computer Sciences*, 42, 717–728, doi: 10.1021/ci010379o.
8. Tetko, I. V., 2002b, Associative neural network: *Neural Processing Letters*, 16, 187–199, doi: 10.1023/A:1019903710291.
9. Zhou, Y., and S. Goldman, 2004, Democratic co-learning: Presented at 16th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence.
10. Poliakov E.E., Ivchenko O.V., Semenova K.M., Strezkozin V.V., Nikul'nikova N.A., Romashchenko S.Iu., Churikova I.V., Kondrat'eva L.A., Kolotushchenko L.D., Trukhin V.Iu., Votiyakova T.A. *Reshenie nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (ChNGKM) PAO «Gazprom»* [Solving scientific problems in calculating the hydrocarbon reserves of the Chayandinskoye oil and gas condensate field (CHNGKM) PJSC Gazprom]. *Vesti gazovoj nauki* [News of gas science]. 2017, no. 3, pp. 172–186.
11. Churikova I.V., Pylev E.A., Poliakov E.E., Churikov Iu.M., Romashchenko S.Iu., Dukhnenko Iu.A., Nikul'nikova N.A. *Differentsirovannoe opredelenie FES neodnorodnykh kollektorov vendskikh otlozhenii Vostochnoi Sibiri po dannym GIS (na primere Chayandinskogo i Kovyktinskogo mestorozhdenii)* [Differentiated determination of reservoir 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 gazovoj nauki* [News of gas science], 2021, no. 3. *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvaiushchikh raionov Rossii* [Problems of resource provision of gas producing regions of Russia], pp. 127–140.
12. Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Iu., Rezvanov R.A., Afrikan A.N. *Geofizicheskie issledovaniia skvazhin* [Geophysical research of wells]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2004.
13. Churikova I.V., Pylev E.A., Semenov E.O., Churikov Iu.M., E.V. Semenova, A.A. Chudina, A.V. Simonov *Osobennosti rasprostraneniia i svoistva zasolonennykh kollektorov venga Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Features of the distribution and properties of Vendian saline reservoirs of the Chayandinskoye oil and gas condensate field]. *Vesti gazovoj nauki* [News of gas science], 2019, no. 4. *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvaiushchikh raionov Rossii* [Problems of resource provision of gas producing regions of Russia], pp. 153–163.



В.А. Лушпев
ООО «Газпромнефть НТЦ»¹
Центр проектно-технической документации
и подсчета запасов
руководитель центра
Lushpeev.VA@gazpromneft-ntc.ru



В.З. Котова
ООО «Газпромнефть НТЦ»²
Центр проектно-технической
документации и подсчета запасов
руководитель по разработке
продуктов подсчета запасов
kotova.VZ@gazpromneft-ntc.ru



В.М. Теплоухов
канд. геол.-мин. наук
ООО «Газпромнефть НТЦ»²
Центр проектно-технической
документации и подсчета
запасов
ведущий эксперт
Teplouhov.VM@gazpromneft-ntc.ru

Существующие проблемы определения коэффициента пористости как подсчетного параметра

¹ Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, 75–79, лит. Д.
² Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14, 8 этаж.

В статье рассматривается существующая практика применения так называемой термобарической поправки в коэффициент открытой пористости при утверждении геологических запасов в государственной комиссии, неоднозначное отношение экспертного сообщества как к величине, так и необходимости применения такой поправки, анализируются возможные причины получения недостоверной информации о сжимаемости пород при моделировании пластовых условий и предлагается воздержаться от применения поправок для нефтяных месторождений как на суше, так и на шельфе

Ключевые слова: геологические и извлекаемые запасы нефти; коэффициент пористости; термобарическая поправка; условия подобия

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев обоснование коэффициента пористости, как подсчетного параметра нефтяных залежей, выполняется по материалам геофизических исследований скважин (ГИС). При этом критерием достоверности оценки рассматриваемого параметра всегда выступают керновые данные. Вместе с тем, достоверность определения коэффициента пористости на образцах керна в ряде случаев также заслуживает критической оценки. Целью настоящей работы является рассмотрение именно такого неоднозначного случая и возможных рекомендаций практического характера.

Рассмотрим так называемую термобарическую поправку в коэффициент открытой пористости. В экспертном сообществе петрофизиков нет единого мнения относительно необходимости применения таких поправок. Такому положению вполне соответствует и практика утверждения коэффициента пористости как подсчетного параметра в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ»). Так, для большинства нефтяных месторождений поправка в пористость за пластовые условия не учитывается, но для некоторых месторождений (как правило, шельфовых), подсчет запасов которых выполнялся с участием зарубежных специалистов, поправка за пластовые условия принимается. Чем обусловлен такой избирательный подход к шельфовым объектам подсчета запасов – точно неизвестно, можно только предположить возможное влияние высоких рисков разработки таких месторождений.

Следует сказать, что точность подсчета запасов нефтегазовых месторождений зависит от точности определения достаточно большого числа подсчетных параметров и предлагаемые величины термобарических поправок в пори-

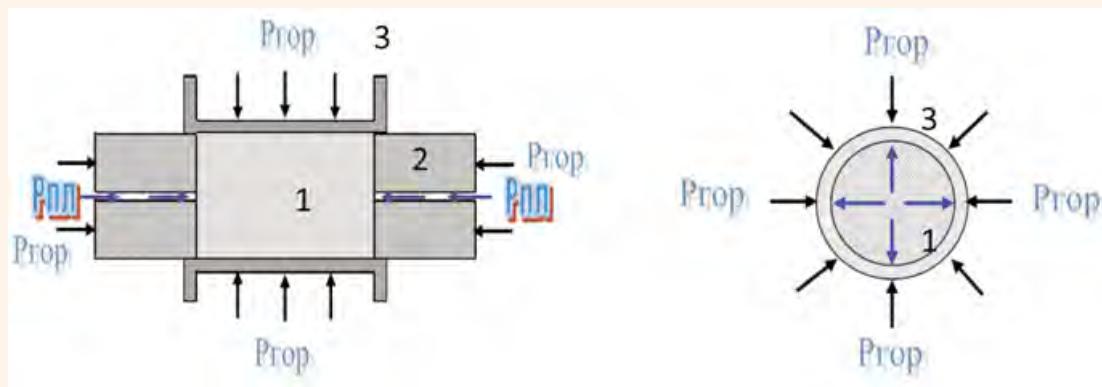
стость, как правило, находятся за грани этой точности. Тем не менее, систематический характер этих поправок, автоматическое снижение расчетной нефтенасыщенности при уменьшении пористости и масштабы некоторых месторождений приводят к весьма существенному снижению геологических запасов нефти. Так, например, введение термобарических поправок в пористость одного из крупнейших месторождений Западной Сибири снизило его геологические запасы на несколько сотен миллионов тонн. Возможно, что такое «внезапное» уменьшение запасов на данном месторождении, а также перспектива массовой переоценки подсчетных параметров по другим месторождениям позволили ГКЗ воздержаться от применения термобарической поправки в общей практике подсчета запасов.

Необходимо подчеркнуть, что эта практика вполне отвечает необходимым требованиям достоверной оценки извлекаемых запасов нефти, поскольку учитывает существующие геологические запасы, возможно, и несколько завышенные, и установленные многолетним опытом путем достигаемые значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Изменение практики применения термобарической поправки в коэффициент пористости приведет к переоценке всех геологических запасов и, как следствие, необходимости переоценки КИН всех месторождений, т.к. извлекаемые запасы останутся неизменны.

Тем не менее, многие эксперты-петрофизики считают, что керновую пористость необходимо приводить к пластовым условиям, т.к. пористость по ГИС измеряется также в пластовых условиях. Вместе с тем, если необходимость введения термобарической поправки сомнений практически не вызывает, то величина этой поправки может быть вполне дискуссионной. Специалисты, оппонирующие применение по-

Рис. 1.

Схема моделирования эффективного давления, как разности горного ($P_{гор}$) и пластового ($P_{пл}$), на образцах цилиндрической формы: 1 – образец породы; 2 – металлический плунжер; 3 – резиновая манжета



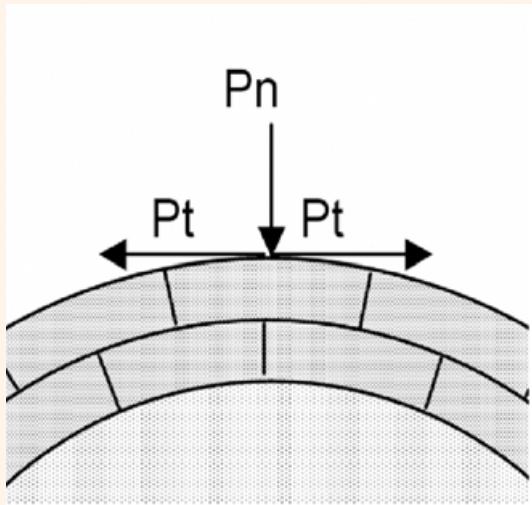


Рис. 2.
Перераспределение нагрузки на цилиндрической поверхности образца и возникновение арочного эффекта

правок за пластовые условия, обычно утверждают, что применяемые методики лабораторной оценки величины упругой деформации пород не в полной мере соблюдают подобие существующим пластовым условиям, и предлагаемые величины поправок в коэффициент пористости не оправданно завышены.

На **рис. 1** приведена схема моделирования всестороннего сжатия пород в лабораторных условиях на образцах цилиндрической формы. При этом горное давление на торцевые поверхности образца передается через металлические плунжеры, а на цилиндрическую поверхность – через резиновую манжету. Пластовое (поровое) давление поддерживается в образце через отверстие в металлическом плунжере.

Поскольку пористые горные породы не являются идеально упругими средами, то в них при всестороннем сжатии происходят как упругие, так и пластиические деформации. На практике это проявляется в том, что если с образца снять внешнее давление, то образец не возвращается в исходное состояние.

Моделирование пластовых условий путем достаточно быстрого, хоть и ступенчатого увеличения эффективного давления на скелет породы является актом противоестественным и не отражает реальные деформационные процессы в породе при отборе керна и подъеме его на поверхность. Моделируемые при этом процессы, скорее, свойственны деформационным изменениям в пласте при его разработке, но это, как принято говорить, другая тема.

Кроме того, при моделировании бокового обжима на цилиндрической поверхности образца происходит разложение действующих

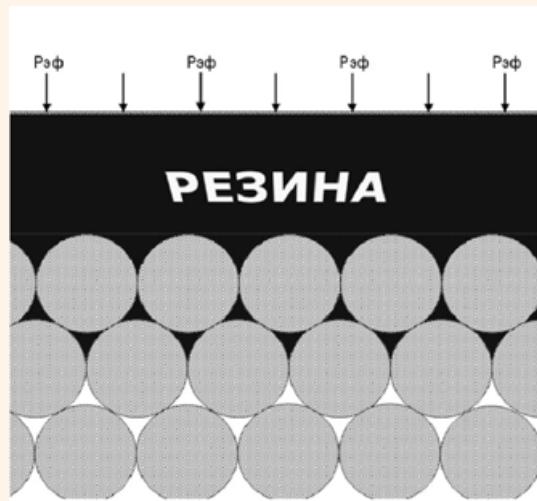
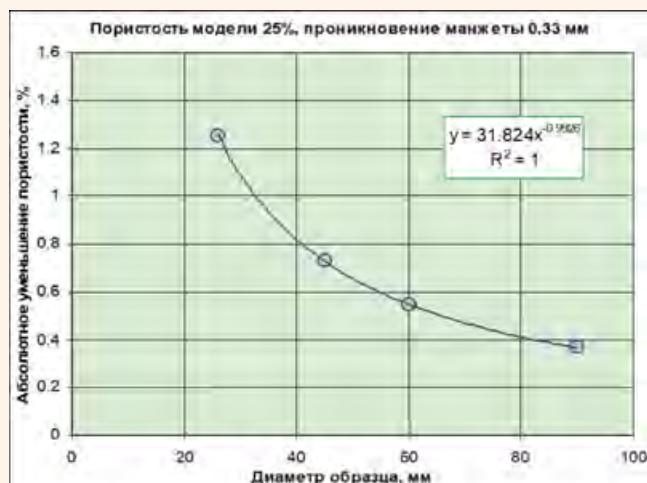


Рис. 3.
Схема проникновения вещества резиновой манжеты в поровое пространство образца

сил на нормальную и тангенциальную (направленную вдоль цилиндрической поверхности образца) составляющие (**рис. 2**). Это приводит к концентрации напряжений на цилиндрической поверхности образца и возникновению так называемого «арочного эффекта», когда боковое давление не передается во внутренние области образца, а экранируется поверхностными слоями. Очевидно, что такое перераспределение напряжений в образце не соответствует пластовым условиям, в которых все напряжения распределены равномерно по объему породы.

Еще одним элементом возникновения вероятной погрешности измерения величины сжимаемости пород в лабораторных условиях является эластичная манжета, через которую передается

Рис. 4.
Эффект «снижения» пористости при проникновении манжеты на 0,33 мм в зависимости от диаметра образца



давление бокового обжима. Неконтролируемое проникновение вещества манжеты в поровое пространство образца под давлением в десятки и сотни атмосфер (*рис. 3*) может давать ложный эффект сжимаемости породы, поскольку величина уменьшения пористости образца определяется по количеству вытесненной из него жидкости при эксперименте.

Элементарный расчет показывает, что при пористости образца 25% и диаметре 30 мм проникновение манжеты в образец всего на 0,33 мм приводит к эффекту «уменьшения» объема его пор на 1% абсолютный. Гарантировать отсутствие проникновения эластичной манжеты в поры образца при давлениях в сотни атмосфер невозможно. На *рис. 4* приведена зависимость эффекта «уменьшения» пористости образцов (при начальном значении 25%) при проникновении манжеты в поры на глубину 0,33 мм от диаметра образца. Приведенный график практически повторяет результаты, полученные в 1986 г. В.Х. Ахияровым в Центральной лаборатории Глavitюменьгеологии при изучении термобарической поправки в пористость на реальных образцах различного диаметра.

Кроме того, в том же 1986 г., в Калинине [1] были проведены эксперименты по изучению сжимаемости образцов керна разного объема. В результате этих исследований были подтверждены выводы специалистов Глavitюменьгеологии о влиянии размера образца керна на измеряемую сжимаемость пустотного пространства и, следовательно, на величину термобарической поправки, а именно, с увеличением диаметра образцов величина поправки уменьшалась.

Исходя из этих экспериментальных данных, можно сделать вывод о том, что цилиндрическая форма образца является не самой оптимальной при моделировании условий всестороннего сжатия.

Выводы

1. Существующая практика применения термобарических поправок в коэффициент открытой пористости при подсчете запасов нефти требует обсуждения и однозначной оценки экспертами ФБУ «ГКЗ» (например – не применять, и точка).

2. Необходимо применение единой практики оценки коэффициента открытой пористости – как для материковых, так и для шельфовых месторождений нефти. \oplus

Литература

1. Орлов Л.И., Топорков В.Г., Орлов В.Н., Петерсилье В.И., Савинский В.К. Предварительные результаты изучения влияния объема образцов пород-коллекторов на сжимаемость его пустотного пространства / Автоматизация подсчета коэффициента извлечения нефти. М. 1987. С. 125–128.

UDC 553.04

V.A.Lushpeev, Head of Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC¹, Lushpeev.VA@gazpromneft-ntc.ru

V.Z.Kotova, Head of Product Development for Inventory Calculation, Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC², kotova.VZ@gazpromneft-ntc.ru

V.M.Teploukhov, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy), Leading Expert of Center for Design and Technical Documentation and Reserves Calculation, OOO Gazpromneft NTC², Teplouhov.VM@gazpromneft-ntc.ru

¹75–79 lit. D, River Moika naberezhnaya, St. Petersburg, 190000, Russia.

²14, 8th floor, 50 years of October str., Tyumen, 625048, Russia.

Existing Problems in Determining the Porosity Coefficient as a Calculation Parameter

Abstract. The article discusses the current practice of applying the so-called thermobaric correction to the coefficient of open porosity when approving geological reserves in the state commission, the ambiguous attitude of the expert community both to the value and the need to apply such an amendment, and analyzes the possible reasons for obtaining unreliable information about the compressibility of rocks when modeling reservoir conditions and it is proposed to refrain from applying the amendments for oil fields both onshore and offshore.

Keywords: geological and recoverable oil reserves; porosity coefficient; thermobaric correction; similarity conditions.

References

1. Orlov L.I., Toporkov V.G., Orlov V.N., Petersil'e V.I., Savinskii V.K. *Predvaritel'nye rezul'taty izucheniiia vliianiia ob'ema obraztsov porod-kollektorov na szhimaemost' ego pustotnogo prostranstva* [Preliminary results of studying the influence of the volume of reservoir rock samples on the compressibility of its void space]. *Avtomatizatsiia podscheta koefitsienta izvlecheniya nefti* [Automation of calculating the oil recovery factor]. Moscow, 1987, pp. 125–128.



С.Г. Федоров
советник государственной гражданской службы
РФ² класса
ООО «ГеоконсалтГрупп»
консультант
geolog.or@yandex.ru

О собственнике недр Российской Федерации, и почему это не государство¹

Автор статьи констатирует произвольность и антиконституционный характер совокупной позиции федеральных органов государственной власти (законодательной, исполнительной и судебной) о государственной собственности на недра в границах суверенной территории Российской Федерации

Ключевые слова: собственность; пользование; недра; государство; граждане; персонификация; право; отношения; имущество; реализация

¹ Позиция редакции журнала может не совпадать с мнением автора статьи.

Ныне действующая Конституция РФ [6] была принята всенародным голосованием 12.12.1993 г. Как следует из ее текста, совокупность ст. 2, 3 и 18 не просто удостоверяет имущественные права народа, как собственника национального богатства России, но объявляет эти права непосредственно действующими и признает высшей ценностью. То обстоятельство, что народ законодательно признан единственным источником власти и носителем суверенитета, указывает на первичность в правовом, властном и имущественном аспекте народа и вторичность – государства, располагающего лишь теми полномочиями и компетенциями, что делегированы ему народом.

Если посмотреть конкретнее на делегирование народом органам власти полномочий в отношении публичной собственности, то Правительству Российской Федерации пунктом г) ч. 1 ст. 114 делегировано осуществление управления федеральной собственностью, а органам местного самоуправления частью 1 ст. 132 – управления муниципальной собственностью. При этом частью 1 ст. 72 установлено, что вопросы владения, пользования и распоряжения землей, недрами, водными и иными природными ресурсами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации. То есть, делегированы лишь функции управления использованием перечисленных природных ресурсов. Никаких упоминаний о передаче народом права собственности на упомянутые ресурсы органам государственной власти, органам местного самоуправления, «государству» в широком смысле, да и вообще кому бы то ни было в тексте Конституции Российской Федерации [6] не содержится.

Иными словами, многонациональный народ Российской Федерации, принявший всенародным голосованием 12.12.1993 г. ныне действующую Конституцию РФ [6], сохранил за собой статус суверена и сопряжённые с ним имущественные права, включая право собственности в отношении всей публичной собственности Российской Федерации, и закрепил в действующей Конституции эти статус и права в качестве непосредственно действующих и признаваемых высшей ценностью. В этой связи немотивированные претензии органов государственной власти Российской Федерации на обладание правом собственности в отношении земель, недр, вод, животного и растительного мира Российской Федерации в их естественном состоянии являются произвольными, не основанными на правовом акте высшей юридической силы и потому с очевидностью антиконституционными. Заметим,

кстати, что эта правовая коллизия не складывалась до того ни разу за всю историю российской государственности.

Разумеется, в принципе, «государство» может быть собственником геометризованных участков недр. Однако часть 2 ст. 214 Гражданского кодекса РФ [7], устанавливающая, что государственной собственностью являются земля и другие природные ресурсы, не находящиеся в собственности граждан, юридических лиц либо муниципальных образований, не оставляет ни малейшей возможности для признания недр в границах территории Российской Федерации государственной собственностью априори. Недра, как один из элементов публичной собственности, находятся в совместной собственности граждан РФ и могут (в соответствии с ч. 2 ст. 9 Конституции РФ [6]) стать государственной собственностью лишь вследствие надлежаще оформленной передачи прав собственности. Такой передачи прав собственности, как отмечено выше, осуществлено не было.

Более того, перечень имущественных объектов, признаваемых государственной собственностью, определен законодательно постановлением Верховного Совета РФ от 22.12.1991 г. № 3020-1 «О разграничении государственной собственности в Российской Федерации на федеральную собственность, государственную собственность республик в составе Российской Федерации, краёв, областей, автономной области, автономных округов, городов Москвы и Санкт-Петербурга и муниципальную собственность» [8]. Земля, недра и иные природные ресурсы законодателем, ориентировавшимся на конституционные нормы, к объектам государственной собственности отнесены не были; в силу абзаца 3 п. 1 названного постановления [8] виды собственности на землю и её недра, водные ресурсы, лесной фонд, растительный и животный мир определяются в соответствии с законодательными актами Российской Федерации. Законодательные же акты, в свою очередь, могут базироваться только и исключительно на нормах Конституции Российской Федерации.

Широко распространенное заблуждение о недрах, как государственной собственности, мотивируют иногда ссылкой на ст. 1.2 Закона РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» [9], в соответствии с абзацем 1 которой недра в границах территории Российской Федерации являются государственной собственностью. Однако действовавшая на момент принятия закона «О недрах» Конституция РФ [5] статьёй 11¹ признавала государственную собственность достоянием многонационального народа Российской Федерации. То есть совместной

собственностью граждан РФ. С принятием же 12.12.1993 г. действующей ныне Конституции [6] норма абзаца 1 ст. 1.2. Закона РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» [9] не применяется, поскольку в силу части 2 раздела второго «Заключительные и переходные положения» законы и другие правовые акты, действовавшие на территории Российской Федерации до вступления в силу настоящей Конституции [6], применяются в части, не противоречащей Конституции Российской Федерации.

Предпринятая в 2020 г. президентом В.В. Путиным трансформация Конституции Российской Федерации [6], проведённая посредством внесения в неё изменения, существа правовых, а тем более имущественных отношений народа, как совокупности граждан, и «государства», в лице всех ветвей и органов государственной власти, не затронула и не изменила.

Полагаю необходимым акцентировать внимание на следующем. Конституция [6] в качестве акта высшей юридической силы и прямого действия, даже не будучи законом сама, является единственным источником права, на основе которого создаётся затем собственно законодательство, в том числе законодательство в горно-геологической сфере. К сожалению, российское законодательство в горно-геологической сфере и повсеместно насаждаемая практика его правоприменения не основаны на нормах Конституции Российской Федерации. Конституция [6] с очевидностью отдаёт приоритет персонификации геометризованных участков недр на основании права собственности и лишь затем – в порядке права пользования. Законодательство же о недрах у нас ограничивается только и исключительно «недропользованием», что неприемлемо.

Выводы

1. Право собственности на недра Российской Федерации принадлежит совокупности граждан Российской Федерации, является непосредственно действующим, признаётся высшей ценностью и реализуется на основе права совместной собственности в рамках гражданско-правовых отношений независимо от государственной системы «недропользования» и лицензирования.

2. «Государство» не обладает правом собственности на недра Российской Федерации, ему предоставлены лишь полномочия ведения, распоряжения, доверительного управления чужой, не принадлежащей ему («государству») собственностью. В рамках концепции «недропользования» уже 30 лет происходит предоставление «государством» в пользование хозяйствующим субъектам геометризованных участков недр. Процедура эта весьма далека от совершенства и постоянно вызывает разнообразные недовольства, конфликты, споры.

3. Персонификация геометризованных участков недр может осуществляться в пределах нераспределённого фонда недр одновременно и независимо друг от друга двумя путями: гражданами Российской Федерации в порядке реализации права собственности в рамках конституционного и гражданского права и хозяйствующими субъектами через предоставление в пользование посредством лицензионных процедур Минприроды РФ. При этом реализация права собственности на избранный участок недр имеет приоритет перед намерением Минприроды РФ предоставить данный участок недр в пользование. Реализация права собственности на геометризованный участок недр обеспечивается гражданами РФ непосредственно, без участия органов лицензирования Минприроды РФ.❶

Литература

1. Конституция (Основной закон) Союза Советских Социалистических Республик (принята на внеочередной седьмой сессии Верховного Совета СССР девятого созыва 7 октября 1977 года). Доступно на: https://constitution.garant.ru/history/ussr-rsfsr/1977/red_1977/5478732/ (обращение 24.02.2023).
2. Конституция (Основной закон) Российской Советской Федеративной Социалистической Республики (принята 12 апреля 1978 года Верховным Советом РСФСР). Доступно на: <https://docs.cntd.ru/document/901700028> (обращение 24.02.2023).
3. Декларация от 12.06.1990 № 22-1 Первого съезда народных депутатов РСФСР «О государственном суверенитете Российской Советской Федеративной Социалистической Республики». Доступно на: <http://ps.pravo.gov.ru/?docbody=&prevDoc=102063718&backlink=1&&nd=102629766> (обращение 24.02.2023).
4. Постановление Верховного Совета РСФСР от 12.12.1991 № 2014-1 «О ратификации Соглашения о создании Союза Независимых Государств». Доступно на: <https://docs.cntd.ru/document/9002957> (обращение 24.02.2023).
5. Закон РФ от 09.12.1992 № 4061-1. Конституция (Основной закон) Российской Федерации – России. Доступно на: <https://constitution.garant.ru/history/ussr-rsfsr/1978/zakony/183130/chapter/89300effb84a59912210b23abe10a68f/> (обращение 24.02.2023).
6. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993 с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020). Доступно на: <https://base.garant.ru/10103000/> (обращение 24.02.2023).
7. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994. № 51-ФЗ. Доступно на: <https://base.garant.ru/10164072/> (обращение 24.02.2023).

8. Постановление Верховного Совета РФ от 22.12.1991 № 3020-1 «О разграничении государственной собственности в Российской Федерации на федеральную собственность, государственную собственность республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономной области, автономных округов, городов Москвы и Санкт-Петербурга и муниципальную собственность». Доступно на: <https://base.garant.ru/10105698/> (обращение 24.02.2023).
9. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1. Доступно на: <https://base.garant.ru/10104313/> (обращение 24.02.2023).

UDC 504.34

S.G. Fedorov, Advisor to the State Civil Service of the Russian Federation 2nd Class, consultant, Geoconsult Group LLC,
geolog.or@yandex.ru

About the Owner of the Subsoil of the Russian Federation and why it is not a State

Abstract. The author of the article states the arbitrariness and unconstitutional nature of the cumulative position of the federal state authorities (legislative, executive and judicial) on state ownership of subsoil within the boundaries of the sovereign territory of the Russian Federation

Keywords: property; use; subsoil; state; citizens; personification; law; relations; property; selling.

References

1. *Konstitutsiya (Osnovnoi zakon) Soiuza Sovetskikh Sotsialisticheskikh Respublik (priiniata na vneocherednoi sed'moi sessii Verkhovnogo Soveta SSSR deviotogo sozyva 7 oktiabria 1977 goda)* [The Constitution (Basic Law) of the Union of Soviet Socialist Republics (adopted at the extraordinary seventh session of the Supreme Soviet of the USSR of the ninth convocation on October 7, 1977)]. Available at: https://constitution.garant.ru/history/ussr-rsfsr/1977/red_1977/5478732/ (accessed 24 February 2023).
2. *Konstitutsiya (Osnovnoi zakon) Rossiiskoi Sovetskoi Federativnoi Sotsialisticheskoi Respubliki (priiniata 12 aprelia 1978 goda Verkhovnym Sovetom RSFSR)* [The Constitution (Basic Law) of the Russian Soviet Federative Socialist Republic (adopted on April 12, 1978 by the Supreme Soviet of the RSFSR)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/901700028> (accessed 24 February 2023).
3. *Deklaratsiya ot 12.06.1990 № 22-1 Pervogo s'ezda narodnykh deputatov RSFSR «O gosudarstvennom suverenite Rossiiskoi Sovetskoi Federativnoi Sotsialisticheskoi Respubliki»* [Declaration of June 12, 1990 No. 22-1 of the First Congress of People's Deputies of the RSFSR "On State Sovereignty of the Russian Soviet Federative Socialist Republic"]. Available at: http://ps.pravo.gov.ru/?docbody=&prevDoc=102063718&b_acklink=1&nd=102629766 (accessed 24 February 2023).
4. *Postanovlenie Verkhovnogo Soveta RSFSR ot 12.12.1991 № 2014-1 «O ratifikatsii Soglasheniia o sozdaniii Soiuza Nezavisimykh Gosudarstv»* [Decree of the Supreme Council of the RSFSR of 12.12.1991 No. 2014-1 "On the ratification of the Agreement on the Establishment of the Union of Independent States"]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/9002957> (accessed 24 February 2023).
5. *Zakon RF ot 09.12.1992 № 4061-1. Konstitutsiya (Osnovnoi zakon) Rossiiskoi Federatsii – Rossii* [Law of the Russian Federation of 09.12.1992 No. 4061-1. The Constitution (Basic Law) of the Russian Federation- Russia]. Available at: <https://constitution.garant.ru/history/ussr-rsfsr/1978/zakony/183130/chapter/89300effb84a59912210b23abe10a68f/> (accessed 24 February 2023).
6. *Konstitutsiya Rossiiskoi Federatsii (priiniata vsenarodnym golosovaniem 12.12.1993 s izmeneniiami, odobrennymi v khode obshcherossiiskogo golosowania 01.07.2020)* [The Constitution of the Russian Federation (adopted by popular vote on 12/12/1993 with amendments approved during the nationwide vote on 07/01/2020)]. Available at: <https://base.garant.ru/10103000/> (accessed 24 February 2023).
7. *Grazhdanskii kodeks Rossiiskoi Federatsii (chast' pervaia) ot 30.11.1994. № 51-FZ* [Civil Code of the Russian Federation (part one) dated 11/30/1994. No. 51-FZ]. Available at: <https://base.garant.ru/10164072/> (accessed 24 February 2023).
8. *Postanovlenie Verkhovnogo Soveta RF ot 22.12.1991 № 3020-1 «O razgranicenii gosudarstvennoi sobstvennosti v Rossiiskoi Federatsii na federal'nuiu sobstvennost', gosudarstvennuiu sobstvennost' respublik v sostave Rossiiskoi Federatsii, kraev, oblastei, avtonomnoi oblasti, avtonomnykh okrugov, gorodov Moskvy i Sankt-Peterburga i munitsipal'nuiu sobstvennost'»* [Decree of the Supreme Council of the Russian Federation of December 22, 1991 No. 3020-1 "On the delimitation of state property in the Russian Federation into federal property, state property of the republics within the Russian Federation, territories, regions, autonomous regions, autonomous regions, cities of Moscow and St. Petersburg and municipal property]. Available at: <https://base.garant.ru/10105698/> (accessed 24 February 2023).
9. *Zakon RF «O nedrakh» ot 21.02.1992 № 2395-1* [Law of the Russian Federation "On Subsoil" dated February 21, 1992 No. 2395-1]. Available at: <https://base.garant.ru/10104313/> (accessed 24 February 2023).



В.В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук¹
Член ЕСОЭН
vvtrushkin@mail.ru

Наши представления о термодинамических и химических условиях глубин нашей планеты заставляют нас видеть в них среды, благоприятные для существования водородистых тел. Здесь активность химических реакций уменьшается, кислород быстро сходит на нет, начинают все более и более преобладать металлы типа железа и, по-видимому, растет количество водорода. В то же самое время температура и давление повышаются. Все это должно привести к сохранению в этих глубинах водородистых соединений, и в т.ч. растворов водорода в металлах.

В.И. Вернадский [4]

Солнечная модель состава ядра и нижней мантии Земли

¹Россия, 634027, Томск, ул. Ленская, 14–81.

Разработанная к середине XX века гипотеза строения Земли с железным ядром и ультраосновной нижней мантией практически сразу стала оспариваться. Хотя еще на стадии ее разработки против ее выступали крупнейший российский ученый В.И. Вернадский и немецкий сейсмолог, рассчитавший глубину ядра, Бено Гутенберг. Основная проблема этой гипотезы состоит в невозможности объяснения механическими и химическими явлениями мощных землетрясений и извержений вулканов (например, взрыв вулкана Тамбора в 1815 г. имел мощность 13,7 «Царь-бомб»). Автор возвращается к гипотезе Рено Декарта 1644 г. солнечного строения ядра Земли, с учетом достижений науки в области термоядерных исследованиях и изучения астрофизических объектов в космическую эру. В результате в данной работе обосновывается модель, согласно которой в Земле, как и в звездах, работает природный термоядерный реактор синтеза ядер гелия из ядер водорода (протонов), соответственно, образуя внутреннее гелий-плазменное ядро и внешнее водород плазменное ядро. Нижняя часть мантии с глубины 1700 км представляет собой зону конвекции плазменного твердого железа и водорода, создающие магнитное поле Земли и магнитную ловушку вокруг ядра, препятствующую расплавлению Земли. Статья входит составной частью в книгу автора «Гипотеза солнечного строения ядра Земли и природных термоядерных взрывов», поэтому некоторые положения принимаются без доказательств в виде аксиом или постулатов. Доказательства планируется изложить в последующих статьях-главах из книги: «Диалектическая модель земной коры и верхней мантии», «Зарождение механизма пульсирующей Земли», «Термоядерная гипотеза образования Солнечной системы», «Галактические причины геологических и биологических катастроф в истории Земли», «Термоядерный взрыв на р. Подкаменная Тунгуска» и др.

Ключевые слова: Земля; Солнце; ядро; мантия; плазма; водород; гелий; железо; золото; уран; термоядерная реакция; температура; давление

Гипотеза образования Земли при остывании маленького Солнца впервые была изложена Рене Декартом в книге «Мир» в 1634 г. Но из-за осуждения инквизицией Галилео Галилея, пытавшегося доказать движение Земли, он решил не печатать этот труд. И только в 1644 г. модель горячей Земли была изложена в книге «Первоначала философии». Согласно этой модели, внутри Земли находится огненное ядро, имеющее *ту же природу, что и Солнце*. Ядро окружено плотным веществом, не встречающимся на Земле, затем следует земная кора (*рис. 1*).

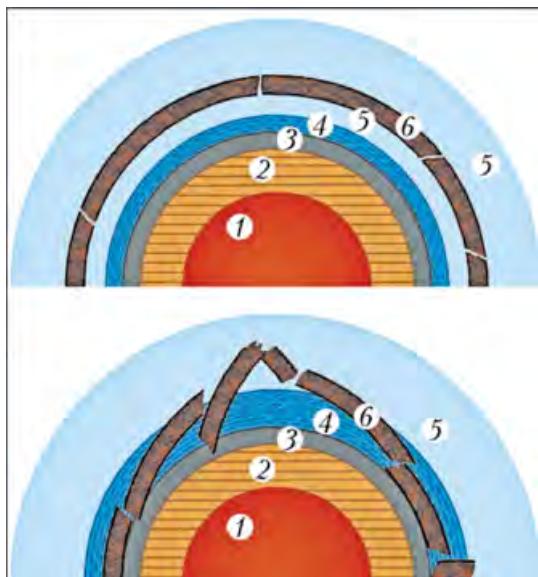
Гипотеза Р. Декарта об огненном ядре развивалась и поддерживалась в работах Г. Лейбница (1639), Н. Стенона (1669), Т. Бернета (1689), Р. Гука (1705), В. Мелле (1748), А. Моро (1751), М.В. Ломоносова (1757, 1763), В. Уайстона (1789) и других ученых.

Гипотеза железного ядра (*Fe-ядра*) зародилась после открытия земного магнетизма английским физиком Уильямом Гилбертом в 1600 г., на основе опыта взаимодействия маленькой стрелки компаса с шаром из магнетита, который он назвал *terrella* (с лат. *Terra* – Земля), и явления намагничивания железных опилок под действием магнетита.

В 1773 г. немецкий ученый-энциклопедист, руководитель экспедиций по Сибири, чл.-корр. Петербургской Академии наук П.С. Паллас описал

Рис. 1.

Модель эволюции Земли и образования гор при обрушении внешней коры на внутреннюю: 1 – огненное ядро; 2 – солнечная (звездная) материя; 3 – внутренняя кора (возможно, металлическая); 4 – вода; 5 – воздух; 6 – кора из глины, песка и ила (по Р. Декарту, 1644)



сал первый метеорит массой 687 кг, найденный местным жителем в 1749 г. недалеко от Красноярска – как «самородное железо» (*рис. 2*).

В 1794 г. немецкий физик, чл.-корр. Петербургской АН Э.Ф. Хладни впервые научно обосновал революционную и первоначально очень спорную гипотезу о внеземном, космическом происхождении Палласового железа, создав основу развивающейся впоследствии науки – метеоритики. Метеориты он считал остатками фазы формирования планет Солнечной системы.

В 1798 г. член Лондонского королевского общества Генри Кавендиш экспериментально установил среднюю плотность Земли – 5,48 г/см³, что явилось основанием представлений о повышенной плотности внутри Земли.

Все это дало толчок развития модели *Fe-ядра* немецкими учеными Г. Штеффенсом (1801), К. Шмидером (1802) и К. Гоффом (1824). Затем метеоритная модель *Fe-ядра* была поддержана русским химиком Д.И. Менделеевым (1877) и французскими геологами А. Добре (1866), С. Менье (1896).

В 1897 г. по данным сейсмических исследований немецким сейсмологом Эмилем Вихертом было доказано существование ядра с высокой плотностью. В 1914 г. американский геофизик Бено Гутенберг рассчитал глубину раздела мантии и ядра – 2900 км.

В 1936 г. датский сейсмолог Инге Леманн установила внутреннее ядро. В 1940 г. австралийский сейсмолог Кейт Буллен показал, что увеличение скорости продольных волн на внутреннем ядре можно объяснить, если предположить, что оно твердое и имеет тот же состав, что и остальная часть ядра [29]. Так возникла гипотеза твердого внутреннего и *Fe-ядра*, которая окончательно завершила развитие в целом

Рис. 2.

«Палласово железо» с пузырьками оливина – метеорит, послуживший основой гипотезы *Fe-ядра* Земли, но был ли он внеземного происхождения, если лежал на поверхности?



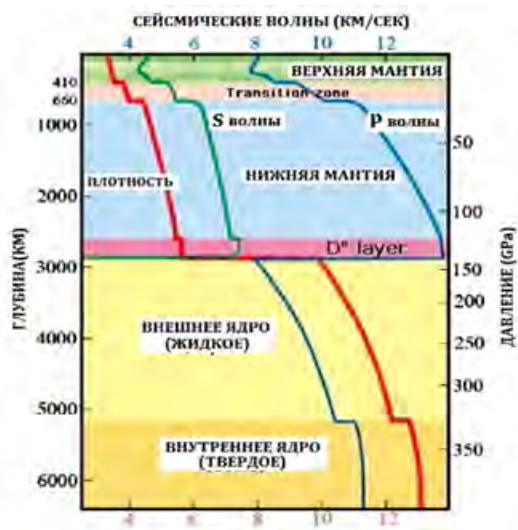
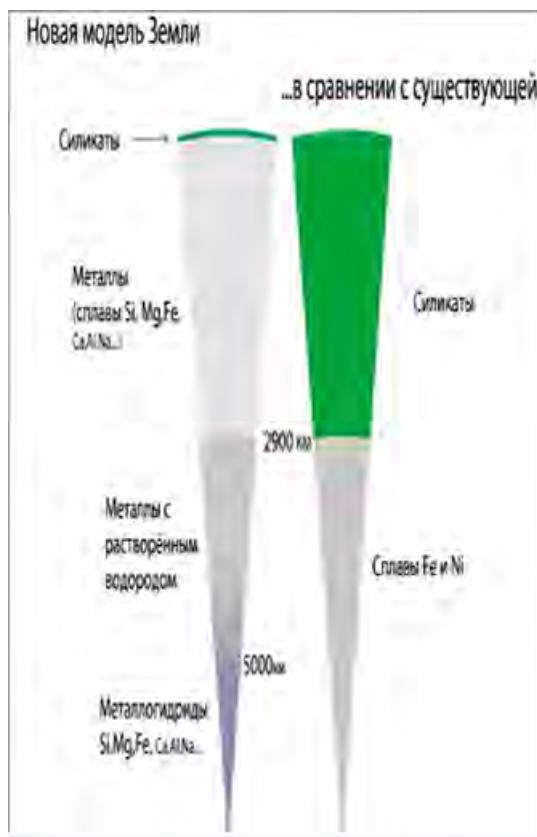


Рис. 3.
Современная сейсмическая модель Земли – PREM (по А.М. Дзиевонскому и Д.Л. Андерсону, 1981)

научной гипотезы холодного строения Земли с силикатной нижней мантией и Fe-ядром, господствующей до наших дней (**рис. 3**).

Рис. 4.
Металловодородная и общепринятая модели Земли (по В.Н. Ларину)



Однако еще в 1904 г. против идеи Fe-ядра Земли выступил академик В.И. Вернадский, а Б. Гутенберг предупреждал о необходимости опасаться порочного круга, предполагая, что метеориты первоначально были частями Земли. В 1939 г. В.Н. Лодочников выдвинул гипотезу, что метеориты являются продуктами извержения вулканов. В это же время томские академики В.А. Обручев и М.А. Усов категорически возражали против уподобления такого сложного астрофизического объекта нашей планеты, как ядро, примитивной доменной печи [8]. Астрофизика (с греч. – звездная природа) изучает физические процессы в звездах.

В 1950 г. Кейт Буллен обнаружил в нижней мантии перед ядром 200-километровый слой повышенных скоростей и плотности, назвав его слоем *D''*. Причины изменения скорости в этом слое не объясняются.

В 1956 г. чл.-корр. АН СССР А.Ф. Капустинский [7], опираясь на работы Р. Штернхаймера, расчетами подтвердил предположения В.Н. Лодочникова (1939) о невозможности атомарного строения ядра Земли. В 1976 г. ректор Томского политехнического института, чл.-корр. АПН СССР А.А. Воробьев выдвинул гипотезу Fe-плазменного строения ядра Земли [5, 6].

В 1968 г. В.Н. Ларин, опираясь на приведенное выше высказывание В.И. Вернадского, выдвигает, развивает и защищает [10, 11, 12, 13] гипотезу изначально гидридной Земли, согласно которой внутреннее ядро состоит из металлогидридов, внешнее – из металлов с растворенным H_2 , а мантия до астеносферы является металлофосферой. Весь кислород из нее вытеснен в верхнюю мантию и кору (**рис. 4**). В 1993 г. его докторская диссертация была издана на английском языке [31].

В 1980 г. по предложению академика Ю.А. Кузнецова его однофамилец д-р. физ.-мат. наук В.В. Кузнецов знакомится с работой В.Н. Ларина [11] и обнаруживает несостоятельность общепринятой физической концепции строения холодной Земли. Например, он считает абсурдной гипотезу твердого внутреннего Fe-ядра, поскольку для этого температура его должна быть ниже, чем во внешнем ядре, и по ряду других причин [9]. Поддерживая ключевую роль водорода в эволюции Земли, В.В. Кузнецов развивает свою физическую непротиворечивую модель горячей Земли с внутренним ядром, состоящим из перегретой до 30 000 °C H-плазмы. В дальнейшем эту работу широко поддержали в академической и научной среде у нас в стране и за рубежом.

С 1980-х гг. Р.М. Бембель активно развивает эфир-геосолитонную гипотезу с холодным

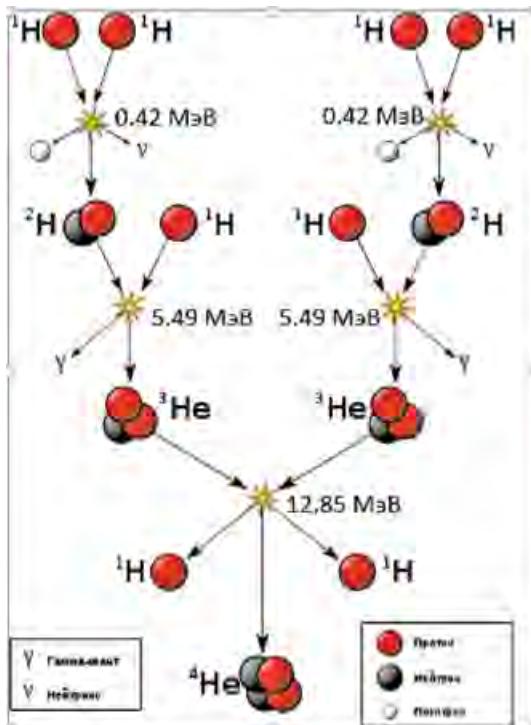
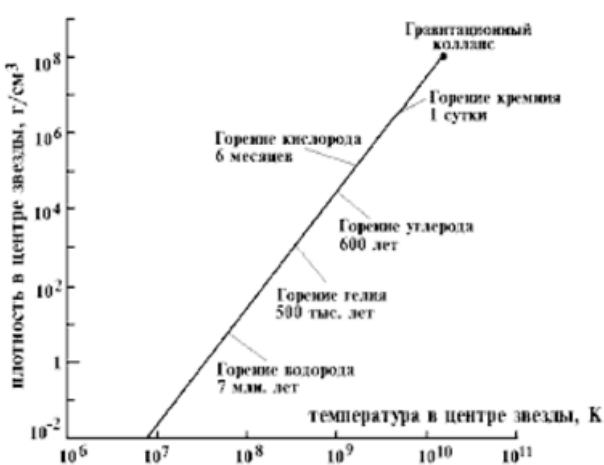


Рис. 5.
Термоядерные реакции в Солнце

H-плазменным ядром [1,3], считая, что при геосолитонных процессах (*H*-выбросов) на границе с нижней мантией возникает термоядерный синтез ядер *He* с температурой 10^8 °С. В 1992 г. он защищает в докторской диссертации идею геосолитонов [2].

С 2018 г. д-р геол.-мин. наук Ю.В. Павленко [15–17] рассматривает звездную гипотезу образования Земли. Он считает, что ядро Земли является карликовой звездой. Внутреннее ядро состоит из металлизированного ядерного веще-

Рис. 6.
Эволюция массивной звезды (по И.С. Шкловскому [26])



ства, внешнее ядро – из низкотемпературной *H*-плазмы. Эта звездочка перемещалась сквозь пыле-метеоритно-астероидные рукава Галактики и за счет аккреции их вещества образовывала мантию.

Таким образом, в настоящее время намечается возврат к идеям Р. Декарта – о солнечном строении ядра Земли.

Солнечная модель Не-Н-плазменного ядра Земли

Исследование проблемы геологической формы движения материи (ГФДМ) А.А. Каденским (1956) поставило вопрос о более детальной типизации различных форм движения материи, присущих как Земле, так и объектам, изучаемым циклом астрономических наук, и необходимости выделения вместе с планетарной ФДМ еще и звездной ФДМ. ГФДМ он помещал между звездными и биологическими этапами развития космического тела, а ей предшествует планетарная ФДМ, как самостоятельная ступень развития природы [19]. В данной работе под звездной ФДМ будем понимать термоядерные процессы, которые гипотетически происходят в космических тела: звездах, планетах, астероидах, метеоритах.

Рассмотренная Ю.А. Колясниковым [8] модель образования ювенильной воды хорошо объясняет источник O^{2-} из главной структурной единицы литосферы – кремнекислородного тетраэдра $(SiO_4)^4$, а источником второго компонента H^+ , поддерживая предположение многих исследователей, он считал, является ядро Земли, которое сложено самым распространенным в Космосе «звездным веществом» *H*-плазмой. Атом H^+ при переходе в плазму распадается на свободный электрон e^- и ядро, состоящие из одного протона p^+ .

Согласно гипотезе О.Ю. Шмидта (1943), основным источником теплового баланса Земли считается радиоактивный распад, но прямые расчеты показали, что его доля в тепловом балансе Земли составляет всего 7%, и эта гипотеза не объясняет равенство теплового потока на континентах и под дном океанов [23].

В начале XX в. источником солнечной радиации, согласно гипотезе Д.Х. Джинса, также считался радиоактивный распад U . В настоящее время, согласно общепризнанной гипотезе Ханса Бете (1935), удостоенного Нобелевской премии, источником солнечной энергии является термоядерный синтез – соединения ядер 1H в ядра 4He (α -частицы) (рис. 5).

Поэтому вернемся к рассмотрению горячих моделей Декарта и Канта-Лапласа, модели строения Земли, согласно которой источником

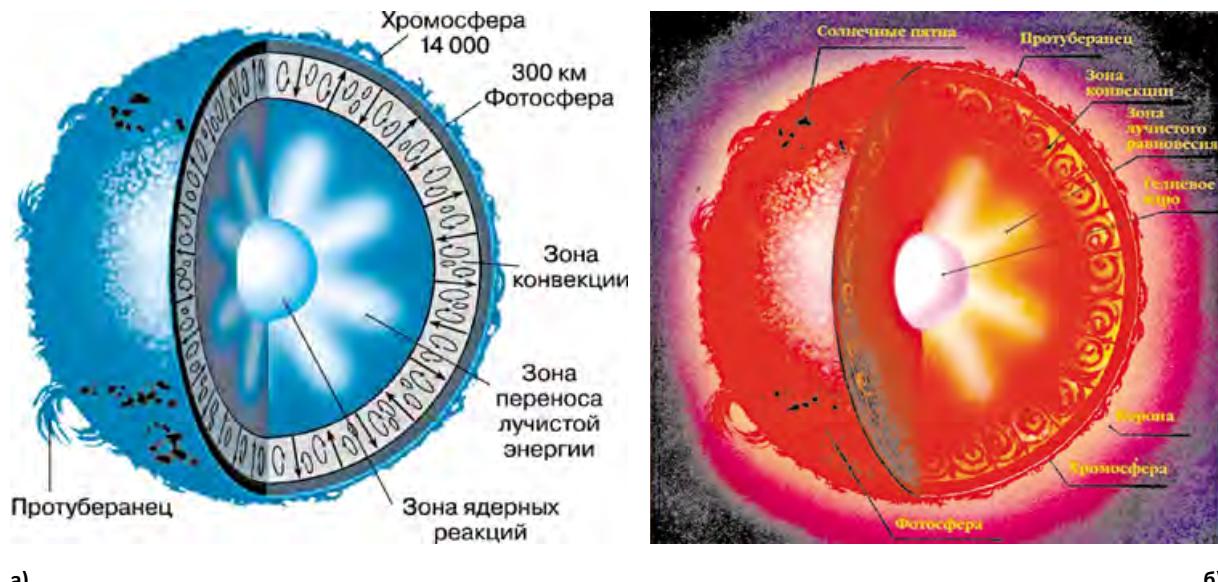


Рис. 7. Две точки зрения строения Солнца: а – активного H-ядра; б – пассивного He-ядра [39]

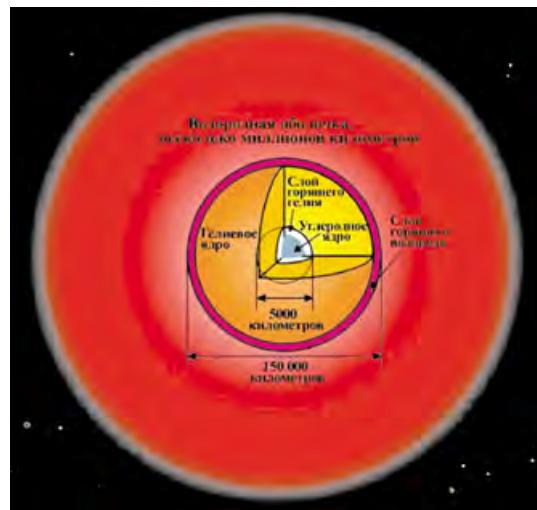
радиации является термоядерный синтез He в H -ядре, исходя из следующих предпосылок:

- плотность внешнего ядра Земли, ($9,9\text{--}12\text{ г}/\text{см}^3$) превышает плотность сжатия H -плазмы ($10\text{ г}/\text{см}^3$), при которой могут возникать условия для синтеза ядер He (рис. 6), т.к. именно при этой плотности ядра p^+ могут сближаться на расстояние меньше радиуса кулоновского отталкивания и взаимодействовать друг с другом;

- He - H -плазменное строение ядра Земли не противоречит сейсмическим данным, поскольку S -волны через плазму, как и через жидкость, не проходят [3, 26];

Рис. 8.

Солнце через 5 млрд лет станет красным гигантом, расширившись до орбиты Земли – 1 а.е. за счет горения He -ядра и образования C -ядра [40]



– значение соотношения $^3He/^{4He}$ $\approx 10^{-5}$ [9], являющиеся единственным доказательством мантийного происхождение плумов и ювелирных вод, близко к корональному значению Солнца $5 \cdot 10^{-4}$.

При этом необходимо остановится на двух точках зрения на строение Солнца (рис. 7). Согласно первой, общепринятой точке зрения, в ядре Солнца происходят термоядерные реакции – соединения ядер H в ядра He , что возможно только на начальной стадии эволюции звезд.

Солнце находится в середине эволюционного развития (4,6 млрд лет), таким образом, He -ядро должно сформироваться. Через 5 млрд лет при достижении плотности He -ядра $1000\text{ г}/\text{см}^3$ начнется его горение с образованием пассивного C -ядра. В результате этого Солнце увеличится в 215 раз и станет красным гигантом, достигнув орбиты Земли – 1 а.е. ≈ 150 млн км (рис. 8). Поэтому, исходя из теории развития Солнца и звезд, примем вторую точку зрения на его строение: пассивное He -ядро, достигшее плотности $160\text{ г}/\text{см}^3$, а зону радиации Солнца плотностью $20\text{--}0,2\text{ г}/\text{см}^3$ разделим по плотности начала H -горения $10\text{ г}/\text{см}^3$ – активный слой H -горения и пассивная H -оболочка [26].

Удивительно, но согласно данным гелиосеймологии, радиус He -ядра и толщина H -оболочки Солнца в 150 раз больше размеров внешнего и внутреннего ядра Земли (рис. 9). Случайность это или закономерность? Учитывая это, примем следующую солнечную модель Земли. Внутреннее ядро Земли плотностью $13\text{ г}/\text{см}^3$ является пассивным He -ядром. Внешнее ядро состоит из

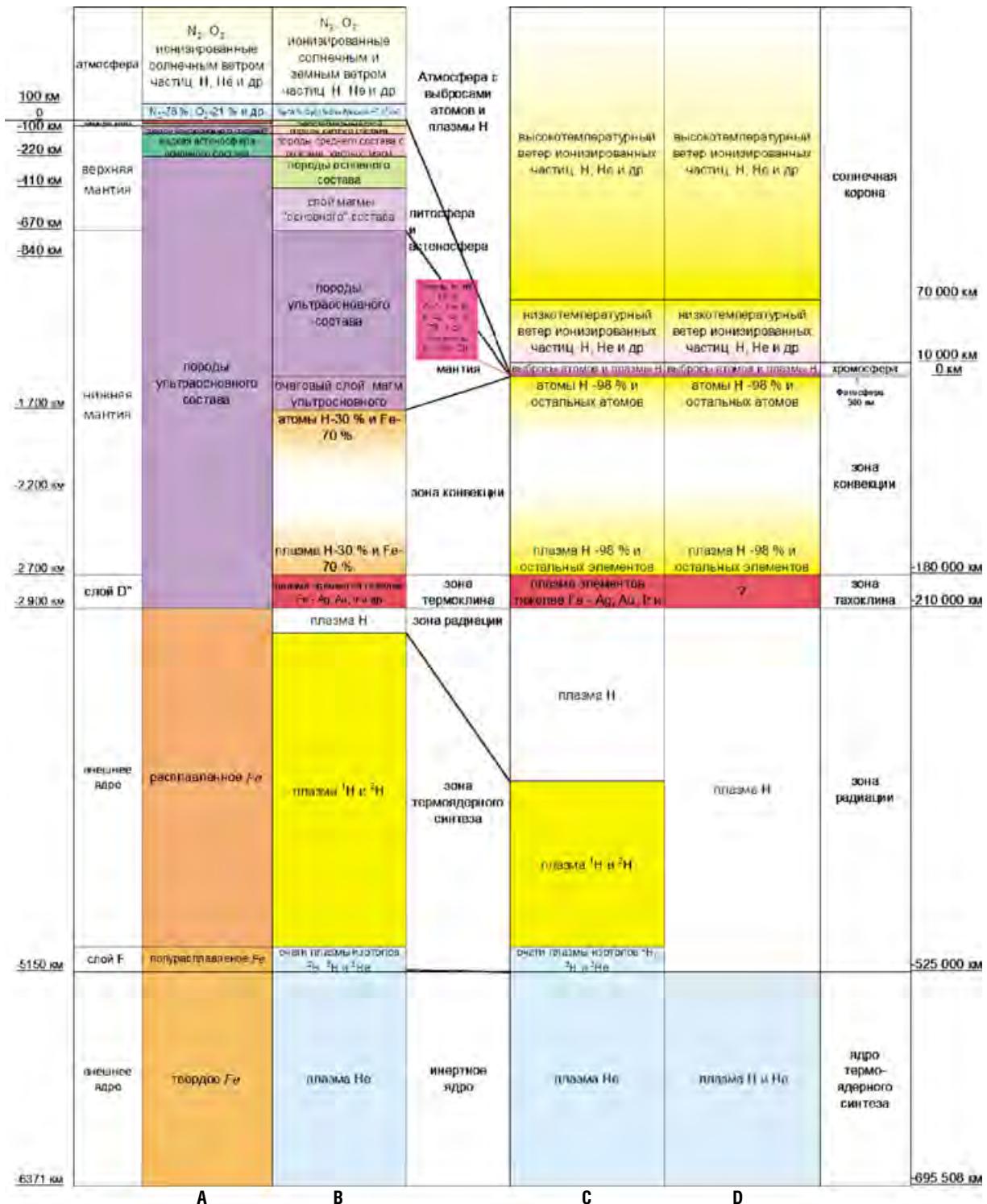


Рис. 9.

Общепринятые модели Земли (А) и Солнца (D) в соотношении 1:150 и уточнённые астрофизические модели Земли (B) и Солнца (C)

H-плазмы плотностью 12–9,9 г/см³, но исходя из плотности 10 г/см³ начала H-горения, внешнее ядро является активным слоем H-горения и только верхняя ее часть является пассивной

H-оболочкой [26]. Наличие зоны радиации во внешнем ядре Земли объясняет равенство теплового потока на континентах и под дном океанов.

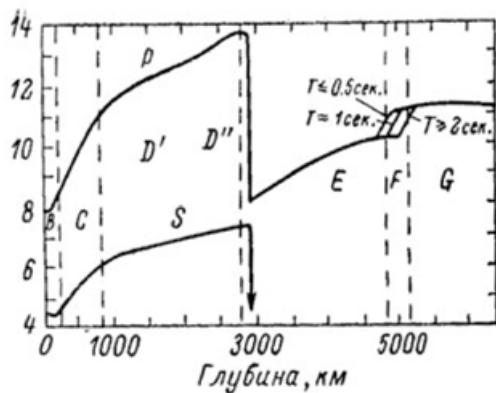


Рис. 10.

Скорости P и S -волн (км/с) в Земле с переходным слоем F в ядре, в котором концентрируются изотопы 2H , 3H и 3He (по Б. Гутенбергу)

В 1956 г. К.Е. Буллен выделил переходный слой F на глубине 4980–5120 км (рис. 10), которая, как считается, связана с переходом жидкого внешнего ядра к внутреннему и отвечает фазе затвердевания вещества под увеличивающимся давлением. По исследованиям К. Хирахара [28], переходная зона имеет толщину 250–400 км, он считает, что внутреннее ядро Земли медленно растёт вследствие постепенного охлаждения Земли и затвердевания переходной оболочки – разрыв Буллена [29].

В рассматриваемой плазменной модели ядра Земли предполагается, что в основной зоне радиации происходят только маломощные, но многочисленные термоядерные реакции 1H с синтезомдейтерия $^2H(D)$ и выделением энергии 0,42 МэВ (рис. 5).

Наряду с общепринятой термоядерной реакцией образования 2H (дейтерий – D), 3He , 4He в Солнце и в Земле возникают реакции с образованием 3H (тритий – T) и, что принципиально важно в данной модели, нейтронов (n^0) (рис. 11).

Под действием гравитационных сил более тяжелый 2H скапливается в переходном слое F с временем прохождения P -волны 0,5–1 с, где происходят термоядерные реакции 1H и 2H с синтезом изотопов 3H и 3He – 3,3–5,49 МэВ.

Под действием гравитационных сил, в свою очередь, 3H и 3He скапливается в переходном слое с временем прохождения P -волны 1–2 с, где уже происходят термоядерные реакции 3H и 3He с синтезом устойчивого 4He – 12,85–17,6 МэВ, способствуя росту внутреннего ионного He -плазменного ядра.

В целом слой F крайне нестабилен и меняется по толщине во времени, поэтому во многих современных сейсмических моделях он отсутствует.

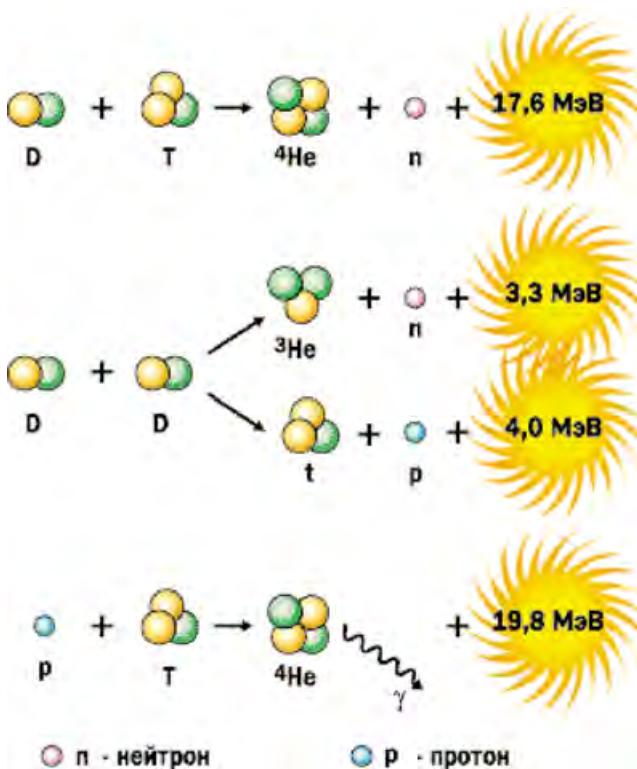
Таким образом, в рассмотренной модели He - H -плазменное ядро Земли состоит из распространенного внутреннего пассивного He -ядра, покрытого нестабильно активным слоем He - H -изотопов, и внешнего, в основном активного H -ядра. Аналогичный, вероятно переходный, слой F -изотопов находится и в Солнце (рис. 9).

Планетарные ФДМ в Солнце и в нижней мантии Земли

Главным вопросом обоснования геологической ФДМ является ее материальный носитель и выделение, в связи с этим, **планетарной ФДМ**. Одни исследователи (Г.Л. Поспелов, Г.П. Горшкова, Ю.П. Трусов, М.М. Одинцов) таким носителем считали планету и полагали, что ГФДМ является частным случаем планетарной ФДМ или планетарная и ГФДМ – в сущности одно и то же [15]. Другие (А.А. Каденский, В.А. Апродов, 1961) полагали, что ГФДМ присуща не всем планетам (например, Юпитеру и Сатурну), а лишь тем, у которых имеется образование, подобное земной коре. По их мнению, геологической ФДМ предшествует планетарная ФДМ. В данной работе под планетарной ФДМ понимаются процессы перехода плазмы в атомарное состояние и образование элементов тяжелее Fe , которые

Рис. 11.

Дополнительные термоядерные реакции, происходящие в ядре Земли, образующие n , а затем в слое D'' элементы тяжелее ^{56}Fe – ^{197}Au , ^{107}Ag , ^{192}Ir и др.





происходят не только в планетах, но и в звездах, включая Солнце.

Ниже астеносферного слоя, который вначале 30-х гг. XX в., как считалось, находился на глубине 100 км, согласно возникшей в то вре-

Рис. 13.

Общепринятая модель строения Земли (А) и уточненная по данным сейсмической томографии (В) (по Ю.М. Пущаровскому, 1995)

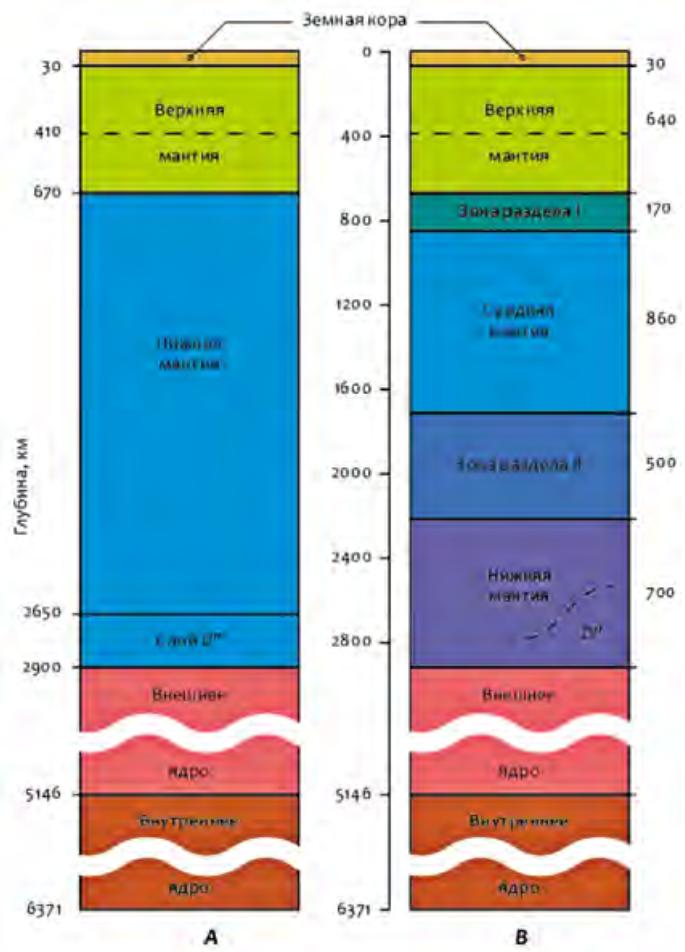


Рис. 12.

Согласно гипотезы оливинового пояса, так выглядит нижняя мантия, занимающая 82% объема Земли

мя гипотезе считалось также, что вся толщина нижней мантии (2230 км) состоит в основном из ультраосновной породы, так называемого оливинового пояса (*рис. 12*). В ненаучное, обыденное сознание данное понятие попало благодаря фантастическому роману А.Н. Толстого «Гиперболоид инженера Гарина», но, как отмечал академик Ю.М. Пущаровский (2016), данное представление является весьма обобщенным и гипотетическим.

Бурное развитие компьютерных технологий и увеличение количества сейсмических станций в конце XX в. позволили выявлять в скоростях сейсмических волн небольшие отклонения, до 5% [33, 38], и создать новое научное направление – сейсмическую томографию. На основе этих исследований Ю.М. Пущаровский (1995) выделил в нижней мантии среднюю мантию и две зоны раздела (*рис. 13*).

Затем его сын, академик Д.Ю. Пущаровский попытался согласовать границы с изменением состава минералов *SiO*-мантии, *Fe*-ядра и температуры его плавления, исследованных для общепринятых изменений давлений с глубиной [18, 36].

В настоящее время общепринятым считается давление в центре Земли около 360 ГПа. Эта величина несмотря на то, что мантия и кора являются твердыми оболочками, рассчитана (парадоксально, но факт) на основе закона Паскаля для жидкостей, газов и плазм, известному, как гидростатический парадокс:

$$P = g \cdot r \cdot r,$$

где g – среднее ускорение свободного падения; r – средняя плотность оболочек Земли; r – радиус оболочек Земли. Поэтому данная формула справедлива лишь жидкого ядра.

Под давлением твердых тел понимается сила, отнесенная к единице площади $1N/1m^2 = 1Pa$. В этом случае давление коры и оболочек мантии, исходя из их сферического строения, будет определяться формулой

$$P = g \cdot m_b / S_h = g \cdot p_b \cdot V_b / S_h,$$

где m_b , p_b и V_b – масса, плотность и объем вышележащих сферических твердых оболочек, S_h – площадь сферы нижележащей оболочки.

По этой формуле давление в верхней мантии до 410 км практически не значительно отличается от общепринятого, но ниже оно начинает увеличиваться и резко возрастает с глубины 2200 км, достигая на границе с ядром 280 ГПа, что на 160 ГПа больше общепринятого. Соответственно, с учетом давления плазменного *He-H*-ядра, градиент которого соответствует

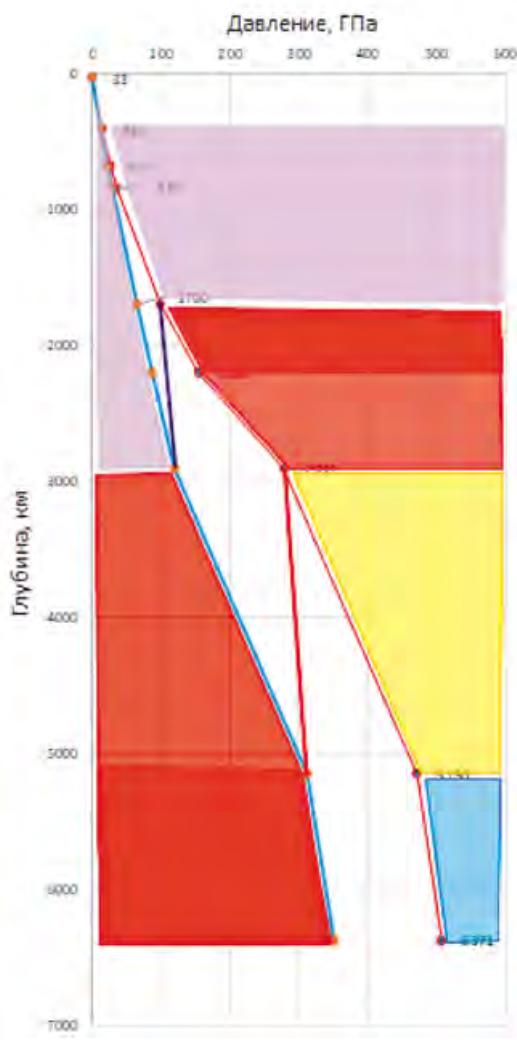


Рис. 14.

Графики изменения давления с глубиной и состава нижней мантии и ядра Земли: слева — общепринятый; справа — рассчитанный с учетом сферического сжатия твердой мантии SiO_4^{4-} -состав, Fe-состав, Н-состав

общепринятому увеличению давления для жидкого Fe-ядра, в центре Земли давление составит 500 ГПа (**рис. 14**).

Как видно из графиков давления, общепринятое давление 120 ГПа на границе «ядро — мантия» — 2900 км и 320 ГПа, на границе внутреннего и внешнего ядра — 5120 км, с учетом сферического сжатия приближаются к нижней границе средней мантии 1700 км и границе «ядро — мантия» — 2900 км. Исходя из этого сопоставления давлений можно сделать вывод, что рассмотренные Ю.М. Пущаровским и Д.Ю. Пущаровским состав и температуры плавления SiO_4^{4-} -мантии может быть применен для средней мантии, а состав и температура плавления Fe-ядра — для нижней мантии.

Глобальная значимость нижней границы средней мантии — 1700 км была подчеркнута еще в работе [34], и видимо не случайно является барицентром — вокруг которого движутся Земля и Луна (**рис. 15**). Оставшиеся выше SiO_4^{4-} -слои мощностью 1700 км периодически больше подвержены притяжению Луны, чем со стороны Земли. Избыток, вероятно, этого SiO_4^{4-} -слоя, согласно центробежной гипотезе сына Ч. Дарвина — Дж. Дарвина (1878), привел при образовании Земли к сильной вытянутости мантии по экватору, а затем к ее отрыву с образованием Луны, плотность которой ($3,34 \text{ г}/\text{см}^3$) соответствует плотности SiO_4^{4-} -мантии и земной коры. Анализ изотопного состава лунного грунта также подтверждает эту гипотезу.

Мантийный аналог зоны тахоклина Солнца и планетарная гипотеза синтеза элементов тяжелее Fe

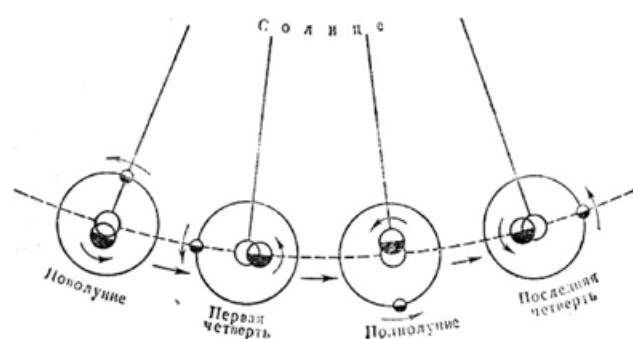
Над ядром Земли находится переходный слой D'' , выделенный К.Е. Булленом (1946) толщиной 200 км, в Солнце он соответствует слою тахоклина толщиной 4% радиуса Солнца (Э. Шпигель и Ж.-П. Цан, 1992). Эти размеры, приблизительно так же, как и $He-H$ -ядро Земли и Солнца, соотносится как 1:150 (**рис. 9**). Слой D'' имеет плотность $5,5 \text{ г}/\text{см}^3$, что на $0,5 \text{ г}/\text{см}^3$ больше, чем в вышележащей толще нижней мантии.

На основе данных сейсмотомографии Ю.М. Пущаровский считал, что слой D'' характеризуется максимальными и резкими отклонениями волн, и поэтому его мощность изменяется от 200 до 500 км, а местами достигает 700 км (**рис. 16**).

Кроме этого в 1996 г. ниже слоя D'' были обнаружены зоны сверхнизких скоростей (*Ultra low velocity zones* — *ULVZ*), их плотность на 10% выше ($6 \text{ г}/\text{см}^3$), чем окружающего их слоя D'' .

Рис. 15.

Нижняя граница средней мантии — 1700 км видимо не случайно является барицентром, вокруг которого движутся Земля и Луна (по К.А. Куликову и Н.С. Сидоренкову)



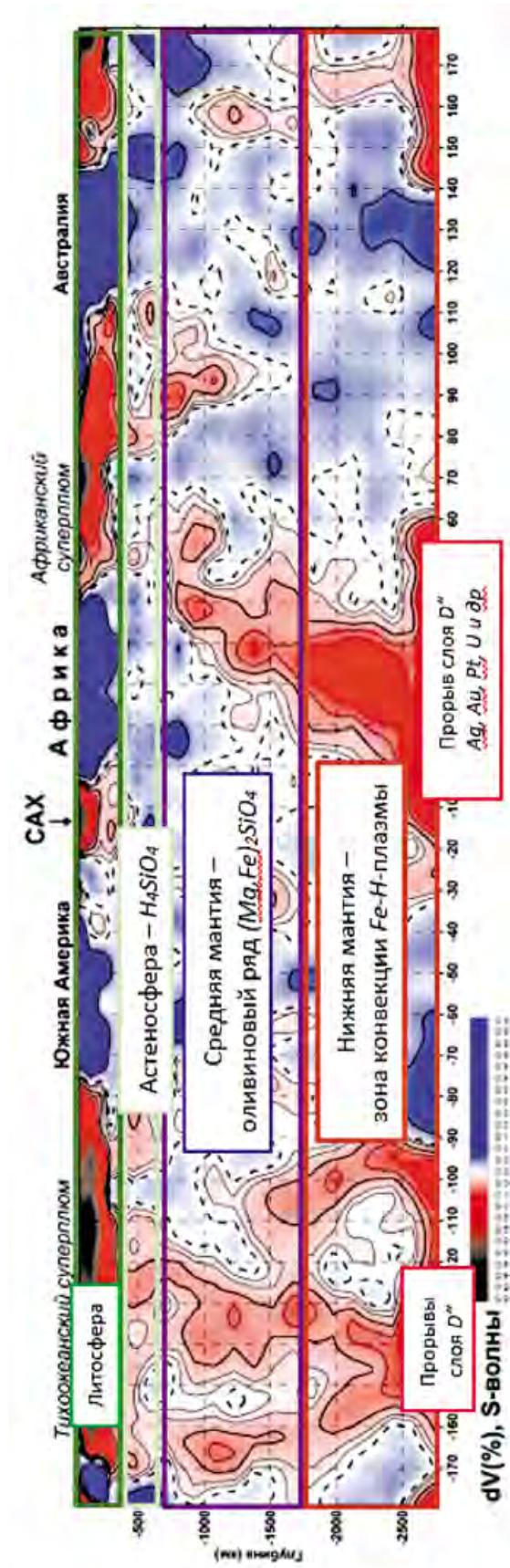


Рис. 16.
Сейсмотомографическая модель NGRAND по S-волнам вдоль 22° ю.ш. с границами раздела нижней и средней мантии прорывами слоя D'' до 2200 км в районе суперплутонов по Ю.М. Пущаровскому. Границы астеносферы отнесены к слою Голицына (410–670 км) и в данной статье приняты как поступат

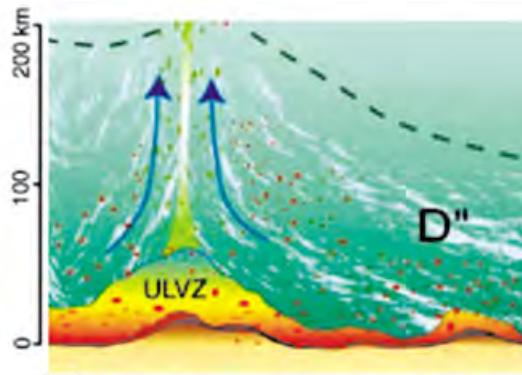


Рис. 17.

Схематичный разрез слоя D'' со слоем повышенной плотности $6 \text{ г}/\text{см}^3$ ULVZ, что объясняется внедрением Fe из расплавленного ядра в SiO -мантию.

(рис. 17). Предполагается, что увеличение плотности в слое D'' и в ULVZ происходит за счет внедряющегося Fe из расплавленного ядра и физико-химических процессов с SiO -мантией.

В настоящее время по данным сейсмографии выявлено до 40 ULVZ. Самая крупная Гавайская ULVZ достигает диаметра 1000 км и имеет высоту 20 км (рис. 18).

Сейсмические волны проходят через них примерно на 30% медленнее, чем в слое D'' , что связывается с частичным его расплавлением (рис. 19).

В настоящее время считается, что все химические элементы образуются в массивных звездах, где в процессе эволюции происходит последовательный термоядерный синтез тяжелых элементов: ${}^4\text{He}$, ${}^{12}\text{C}$, ${}^{16}\text{O}$, ${}^{28}\text{Si}$, ${}^{56}\text{Fe}$, которые являются основными элементами Земли (рис. 20).

Более тяжелые элементы – ${}^{238}\text{U}$, ${}^{197}\text{Au}$, ${}^{195}\text{Pt}$ и др., которые на Солнце так же установлены

в аномальных количествах, как считается, образуются в звездах в реакциях захвата нейтронов – n^0 . Различают медленный (S) и быстрый (R) процессы захвата n^0 (от английских слов *slow* и *rapid*) [20].

S -процесс образования тяжелых элементов от ${}^{56}\text{Fe}$ до ${}^{209}\text{Bi}$, включая ${}^{108}\text{Ag}$, ${}^{192}\text{Ir}$, ${}^{195}\text{Pt}$, ${}^{197}\text{Au}$ может происходить в звездах – красных гигантах при реакциях захвата n^0 плотностью 10^{10} см^{-3} , при температуре $10^8 \text{ }^\circ\text{C}$. При длительности процесса более 1000 лет продукты должны эффективно выноситься во внешнюю оболочку звезды и попадать в межзвездную среду без дальнейших ядерных реакций.

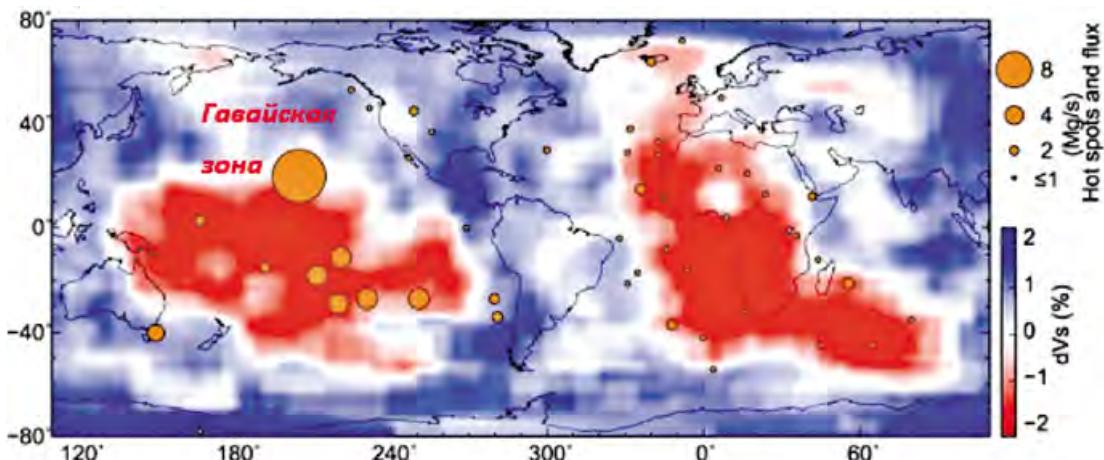
R -процесс образования элементов тяжелее ${}^{209}\text{Bi}$, включая ${}^{232}\text{Th}$, ${}^{238}\text{U}$ – высокие концентрации n^0 образуются при вспышках сверхновых звезд. В частности, предполагается, что элементы Солнечной системы образовались после взрыва одной или нескольких массивных звезд.

S -процесс образования ${}^{108}\text{Ag}$, ${}^{192}\text{Ir}$, ${}^{195}\text{Pt}$, ${}^{197}\text{Au}$ возможен в рассматриваемой астрофизической модели Земли. Источником n^0 является термоядерный синтез, который происходит на границе внешнего и внутреннего ядра Земли в слое F при термоядерных реакциях ${}^2\text{H}+{}^2\text{H}$ и ${}^2\text{H}+{}^3\text{H}$ (рис. 11). Последняя реакция происходит при взрывах водородных бомб, где температура также достигает $10^8 \text{ }^\circ\text{C}$.

Период полураспада n^0 на p^+ и e^- – 611 с. Вероятное время жизни n^0 – 880,1 с. Средняя скорость n^0 при $27 \text{ }^\circ\text{C}$ – 2,2 км/с. Для преодоления расстояния от слоя F до слоя D'' (2200 км) потребуется 1000 с. С учетом того, что температура в ядре Земли значительно выше, то вероятно, значительная часть их за всю историю Земли 4,53 млрд лет, достигала нижней мантии

Рис. 18.

Зоны ULVZ (красный цвет) – проявление современных термоядерных реакций в ядре Земли с образованием на границе с мантией элементов тяжелее ${}^{56}\text{Fe}$ – ${}^{238}\text{U}$, ${}^{197}\text{Au}$, ${}^{192}\text{Ir}$, ${}^{108}\text{Ag}$ и др. [42]



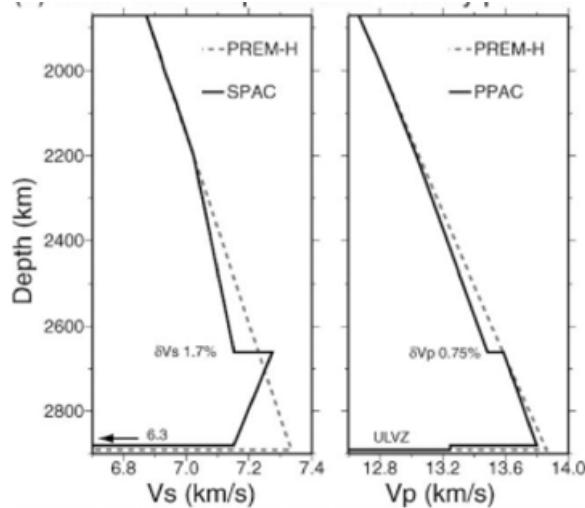
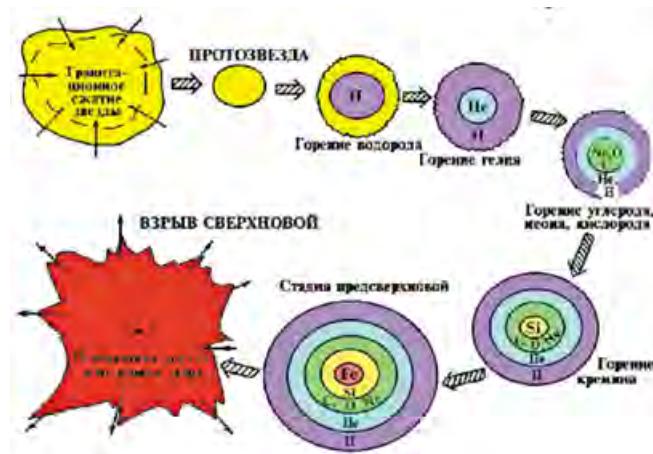


Рис. 19.
Сейсмическая модель самой большой Гавайской зоны ULVZ высотой 20 км и увеличением плотности с 5,5 до 6 г/см³ [32], что связано с современными «бомбардировками» n^0 .

и поглощалась ядрами атомов, образуя более тяжелые элементы и в конечном итоге – слой повышенной плотности D'' .

Продукты R -процесса образования элементов тяжелее ^{209}Bi , включая ^{232}Th , ^{238}U , при мощных взрывах в слое F выносятся на поверхность Земли. Также данный процесс был воспроизведен при взрыве H -бомбы – была реализована реакция слияния 2H с 3H с образованием n^0 . При этом были обнаружены элементы: эйнштейний – ^{253}Es , фермий – ^{255}Fm [20]. Известно, что в центре

Рис. 20.
Единственная гипотеза образования основных химических элементов 1H , 4He , ^{12}C , ^{16}O , ^{28}Si , ^{56}Fe Земли и планет связывается с эволюцией массивных звезд и более тяжелых элементов при взрыве этих звезд, но, вероятно, эти процессы происходят во многих астрофизических телах, включая Солнце и Землю, исходя из плазменного строение ядра последней [41]



H -бомбы температура поднимается до 10^8 °С, аналогично, на границе с ядром также может возрастать температура. При мощных H -ядерных взрывах продукты из слоя D'' выносились на поверхность Земли без дальнейших ядерных реакций и препятствовали распаду ^{232}Th , ^{238}U , образуя их повышенные концентрации наряду с другими тяжелыми элементами – ^{238}U , ^{197}Au , ^{107}Ag , ^{192}Ir на хроностратиграфических рубежах Земли.

Аналогично, вероятно, зона тахоклина в Солнце образовалась в результате захвата n^0 ядрами ^{56}Fe , часть этих элементов – ^{238}U , ^{197}Au , ^{195}Pt и др. при солнечных вспышках выбрасываются в фотосферу.

Рассмотренная выше солнечная модель Земли с зоной конвекции H -плазмы через плазменное ^{56}Fe , позволяет рассмотреть образование тяжелых элементов ^{197}Au , ^{107}Ag , ^{195}Pt и др. на основе захвата ^{56}Fe нейтронов в слое D'' , при ядерных реакциях, идущих в зоне радиации.

Таким образом, причины повышения плотности вещества в слое D'' , возможно, связаны с захватом n^0 ядрами ^{56}Fe и образованием более тяжелых элементов ^{238}U , ^{197}Au , ^{107}Ag , ^{192}Ir и др., с последующим их выбросом при H -ядерных взрывах на поверхность Земли.

Мантийный аналог зоны конвекции Солнца

По Ю.М. Пущаровскому, сокращенная в 3 раза нижняя мантия со слоем D'' имеет мощность 700 км и характеризуется максимальными и резкими отклонениями сейсмических волн, прежде всего, в слое D'' . Над ней располагается зона раздела II мощностью 500 км, которая характеризуется пестрой картиной сейсмических аномалий, но более значительными по площади и менее контрастными отклонениями (*рис. 13 и рис. 16*).

С учетом данных Д.Ю. Пущаровского, Земля в интервале 1700–2900 км является не Si -мантией, а зоной конвекции H -плазмы через твердое или полурасплавленное Fe и более тяжелых элементов (металлосферой – по В.Н. Ларину). Сейсмотомографическая аномальность нижней мантии и зоны раздела II, вероятно, обусловлена, как и на Солнце, зоной конвекции H -плазмы и тяжелых элементов [26], только в Земле она ската вышележащими твердыми толщами 1700 км, а на Солнце – фотосферой толщиной 300 км. Возможно, поэтому толщина зоны конвекции на Солнце не в 150 раз, а в 180 раз больше, чем в Земле, (*рис. 9*).

В зоне конвекции Солнца за счет наличия 2% массы других элементов плотность H -плазмы увеличена с 0,00009 г/см³ до 0,0001 г/см³. На Земле эта зона имеет плотность 5 г/см³, тогда при плотности Fe – 7,8 г/см³ доля его содержа-

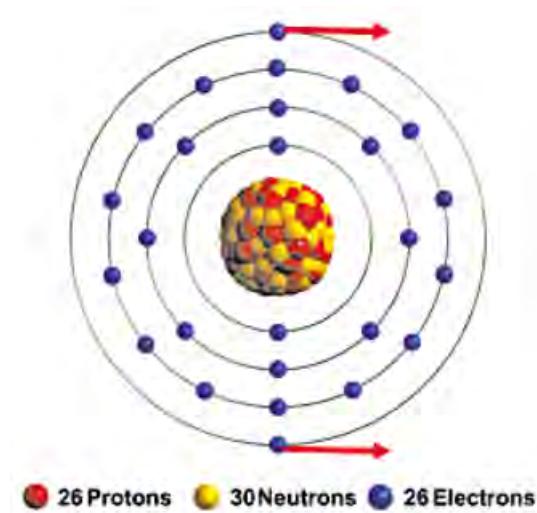


Рис. 21.

В нижней мантии атомы Fe переходят в плазменное состояние при отрыве $2e^-$ с последней оболочки [43]

ния составит 70%, H -плазмы – 30%. 35-кратное превышение тяжелых элементов по сравнению с зоной конвекции Солнца является основной причиной прохождения S -волн через нее. Конвектируемая H -плазма через Fe, как и на Солнце, по сути является электрическим и протонным током, генерирующим магнитное поле Земли.

В отличии от газовой H -плазмы, где подвижны p^+ и e^- , в Fe-плазме в качестве подвижных носителей зарядов выступают лишь e^- , отделенные от верхних оболочек атома (рис. 21). Однако концентрация e^- составляет 10^{22} – 10^{23} см^{-3} , в отличие от газовой плазмы 10^{15} – 10^{19} см^{-3} . Соответственно, преобладание Fe-плазмы над H -плазмой в зоне конвекции Земли и создает сильное магнитное поле на ее поверхности – 1 гаусс, сопоставимое с полем на поверхности Солнца.

В зоне конвекции Солнца не только происходит остывание и нагревание вещества, но и переход состояний плазменного и атомарного. Так p^+ и e^- , поднимаясь наверх, охлаждаясь, рекомбинируются в атомы H^+ , затем, опускаясь вниз, они нагреваются и ионизируются, переходя в p^+ и e^- . Аналогично и с Fe, которое внизу нижней мантии находится в полурасплавленном плазменном состоянии, поднимаясь наверх в зону раздела II, охлаждается и рекомбинируется в атомы Fe^{+2} . Потом, опускаясь вниз, атомы Fe^{+2} нагреваются, полурасплавляются и ионизируются в Fe^0 и $2e^-$.

По расчетам А.Ф. Капустинского [7], при давлении 140 ГПа и температуре 2000 °С, характерных для общепринятой модели Земли, на границе с ядром 2900 км происходит переход Fe из атомарного в плазменное состояние. В рас-



Рис. 22.

Вид Солнца через светофильтр имеет резко очерченный контур, благодаря тонкому слою 300 км фотосферы, которая по астрофизической сути является мантией Земли

сматриваемой модели эти параметры приблизительно соответствуют границе раздела нижней мантии и зоны раздела II – 2200 км.

Мантийный аналог фотосферы Солнца

По Ю.М. Пущаровскому, средняя мантия мощностью 860 км характеризуется относительной сейсмической стабильностью. Над ней снова выделяется зона раздела I мощностью 170 км с более сложной картиной распределения сейсмоаномалий (рис. 13 и рис. 16).

Выше зоны конвекции Солнца находится фотосфера (с греч. – сфера света), нижняя часть его атмосферы, которая образовалась после остывания и рекомбинации плазмы в атомы H , He , O , C , Fe , Ne , N , Si , Mg , S и другие элементы, включая редкие Ir , Au , Ag и радиоактивные Th , U , а также простейшие молекулы и радикалы типа H_2 , OH , CH . Солнце – как газовый шар, при плотности $0,0001 \text{ г/см}^3$ не должен иметь четкой границы, но благодаря фотосфере, имеет четко очерченный контур (рис. 22). Именно этот тонкий слой и создает видимую для невооруженного глаза поверхность Солнца. Поскольку фотосфера на 98% состоит из атомов H и He , этот слой отнесен к атмосфере, но наличие тяжелых атомов позволяет отнести ее к зачаткам мантии. Исходя из соотношения нижних оболочек Земли и Солнца 1:150 при толщине фотосферы 300 км, в верхней части Земли должна составлять 2 км, а фактически – 1700 км.

Выше фотосферы Солнца находится хромосфера, которая представляет собой многочисленные горячие выбросы в виде спиралей (столбов). До 1500 км они состоят из H^+ , выше до 10000 км в основном из H -плазмы с температурой около 5500 °С. Далее по неустановленным причинам в Солнечной короне температура солнечного ветра, состоящего в основном из He - H -плазмы, резко возрастает до $2 \cdot 10^6$ °С. В средней мантии также, вероятно, происходят выбросы He - H -плазмы, но ее скорость резко падает за счет воздействия кулоновских сил 1700 км оболочки Земли. В зоне раздела I мощностью 170 км происходит рекомбинация H^+ и, вероятно, с 670 км, по гипотезе Ю.А. Колясникова [8], образуется ортокремниевая кислота H_4SiO_4 – базальтовая

Минерал	Плотность, г/см ³	Глубина, км	
		принятая	представляемая
	Ортокремниевая кислота H_4SiO_4		410–670
	Форстерит Mg_2SiO_4	3,275	670
	Оливин хризолит (пириодот) $(Mg,Fe)_2SiO_4$	3,27–3,37	33–500
	Шпинель $(Mg,Fe)_2SiO_4$	3,57–3,72	500–670
	Рингвудит $(Mg,Fe)_2SiO_4$	3,9	1007
	Тефроит Mn_2SiO_4	4,15	1247
	Фаялит Fe_2SiO_4	4,39	1478
			1700

Рис. 23.

Оливиновый ряд Mg_2SiO_4 – Fe_2SiO_4 состава средней мантии 670–1700 км

астеносфера. Рекомбинация He , по данным исследований академика В.А. Легасова, происходит при температуре 700 °С, что соответствует верхней границе температуры плавления гранитов и глубине 100 км, которая, по гипотезе Ю.А. Колясникова, состоит в основном из метакремниевой кислоты $H_2SiO_3 \cdot H_2O$. Оставшийся H^+ мигрирует в земную кору, способствуя гидротермальному магмогенезу и вблизи поверхности Земли образуя неорганические УВ. Выходящий H_2 на поверхность [21, 22], соединяясь с O_2 , образует гремучий газ, который может взрываться

при 536 °С, образуя H_2O – осадки в виде дождя и снега.

По скоростям сейсмических волн нижняя мантия отделяется по верхней мантии слоем Голицына, залегающим на глубине 410–670 км, где происходит резкий скачок волн. В 1937 г. Джон Бернал и Гарольд Джеффрис выдвинули гипотезу, согласно которой на этих глубинах при высоком давлении оливин превращается в шпинель. Впервые этот переход был обнаружен геохимиком и геофизиком Тедом Рингвудом, а в целом переходы от форстерита Mg_2SiO_4 до фаялита

Fe_2SiO_4 получили название оливинового ряда. Плотность при этом переходе возрастает с 3,4 до 4,39 г/см³.

В данной статье примем в качестве постулата, что слой Голицына является астеносферой, которая, согласно гипотезе Ю.А. Колясникова, состоит из твердой, но сыпучей ортокремниевой кислоты H_4SiO_4 , и поэтому пропускает S-волны. Тогда ниже средней мантии оливиновый ряд, исходя из плотности, распределится в следующей последовательности (*рис. 23*).

Температурная модель горячей Земли и Солнца

Общепринятая температурная модель холодной Земли (*рис. 24*) базируется на температуре плавления базальтов 1100–1200 °С, которая относилась к общепринятой глубине астеносферы 100–220 км, и на исследованиях с использованием камер высокого давления в последние три десятилетия. По общепринятым давлениям для глубины 410 км установлена температура 1600 °С, соответствующая фазовому переходу оливина в шпинель (гипотеза Джона Бернало, 1936), и для глубин внешнего жидкого ядра 2900–5146 км – 3800–6000 °С, соответствующая плавлению Fe [25].

В осадочном слое земной коры глубиной до 3 км температура резко увеличивается до 100 °С. В этом слое движение глубоких подземных вод связано с пластовой температурой – через термодинамическое уравнение Бернулли на основе выведенной формулы расчета удельной теплоемкости фильтрационной среды (В.В. Трушкин, 1991).

Согласно принимаемой в виде постулата модели о составе земной коры и верхней мантии, будет следующее распределение температур. На глубине 23–33 км, образуется гидротермальный слой Конрада–Мохо с температурой 374–450 °С. На глубине 100 км – гранитные очаги с температурой 650–700 °С. На глубине 410–670 км находится астеносфера с температурой 1100–1200 °С. Ниже 670 км находятся породы ультраосновного состава оливинового ряда $(Mg,Fe)_2SiO_4$ (*рис. 23*). Соответственно, температура фазового перехода оливина в шпинель 1600 °С будет на глубине 1007 км.

Глубина барицентра Земля – Луна (1700 км) является поверхностью внутренних оболочек звездных ФДМ. Поэтому исходя из зависимости температуры поверхности звезд от их массы, согласно Гарвардской спектральной классификации (1924), температура на этой сферической поверхности должна составить 1710,5 °С и быть близка к максимальным температурам плавления коматитовых и меймечитовых магм ультра-

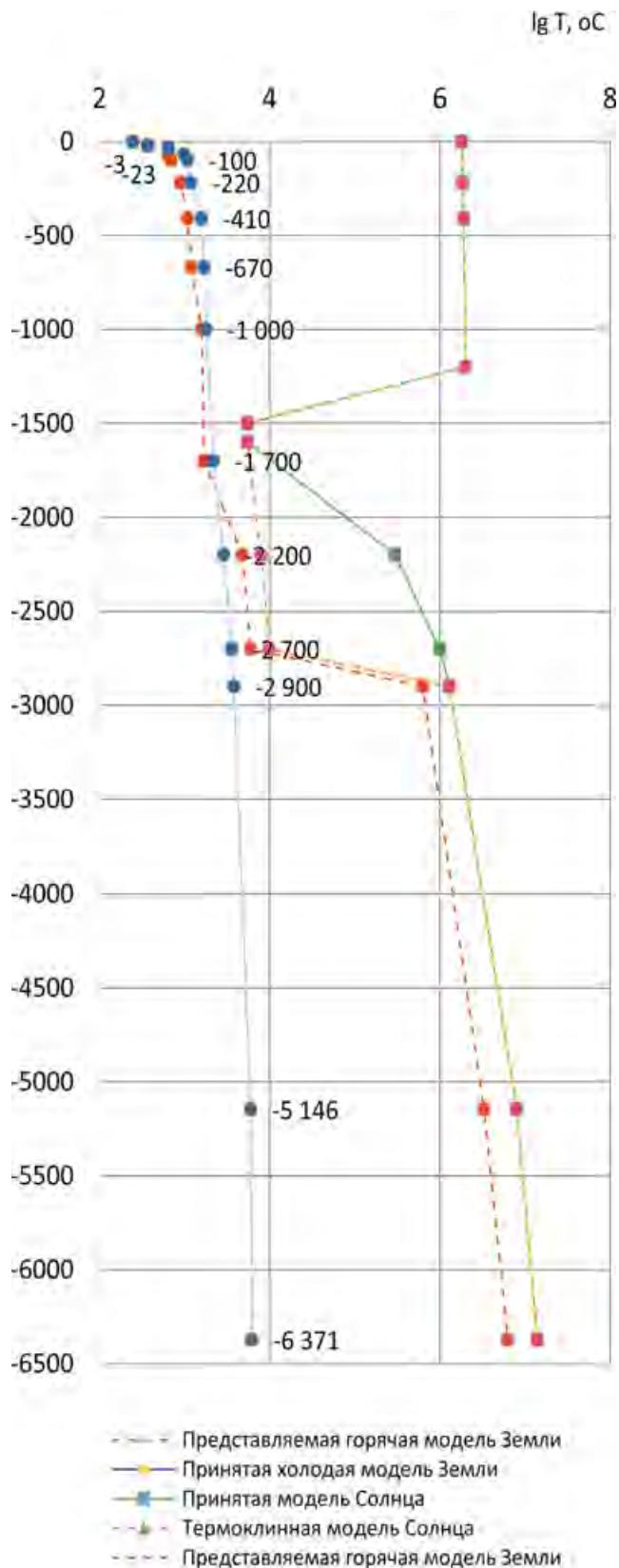


Рис. 24.
Графики изменения логарифма температуры с глубиной для моделей Земли (км) и моделей Солнца (км·150)

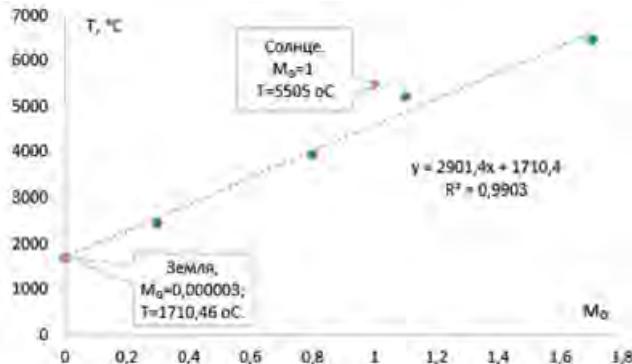


Рис. 25.

Определение температуры Земли на глубине границы планетарной и звездной ФДМ – 1700 км

основного состава (1600–1650 $^{\circ}\text{C}$) и основного их минерала оливина (1900 $^{\circ}\text{C}$) (рис. 25).

Данные сопоставления доказывают выдвинутый в начале статьи постулат о зоне конвекции $\text{He}-\text{H}$ -плазмы через Fe -твердую плазменную оболочку. В противном случае ультраосновная мантия ниже 1700 м расплавилась бы, и S-волны не проходили бы, но это не исключает нахождение отдельных магматических очагов ультраосновного состава на этой глубине.

Согласно экспериментам на лазерной наковальне, температура плавления Fe при давлениях 115–215–300 ГПа составляет 3800–4800–6000 $^{\circ}\text{C}$ [25]. Исходя из характера сейсмомагнитографической контрастности, можно предположить, что в верхней части зоны конвекции при давлениях 115–140–215 ГПа Fe находится в твердом плазменном виде с температурой 1710,5–2000–4800 $^{\circ}\text{C}$, в нижней части температура близка к температуре плавления плазмы Fe 4800–6000 $^{\circ}\text{C}$, в особенности в слое D'' , где происходит снижение скорости S-волн на 30%.

Выдвинутая В.В. Кузнецовым модель Земли с точки зрения H -плазменного внутреннего ядра Земли на основе экспериментальных данных доказывает возможность резкого скачка температуры при давлении 200 ГПа с 5700 до 17 000 К (рис. 26).

Согласно общепринятой классификации, плазма бывает холодной неравновесной и горячей равновесной. Температура равновесной горячей плазмы равна $n \cdot 10^3$ $^{\circ}\text{C}$, но для управляемого синтеза ядер ${}^4\text{He}$ необходимо, чтобы температура превышала 10^6 $^{\circ}\text{C}$. Данная величина условно разделяет горячую плазму на низкотемпературную и высокотемпературную.

Нобелевский лауреат академик П.Л. Капица установил, что для обеспечения устойчивого термоядерного синтеза в реакторе со сверхвысокой температурой (10^7 $^{\circ}\text{C}$), необходимо наличие стенки с очень низкой температурой,

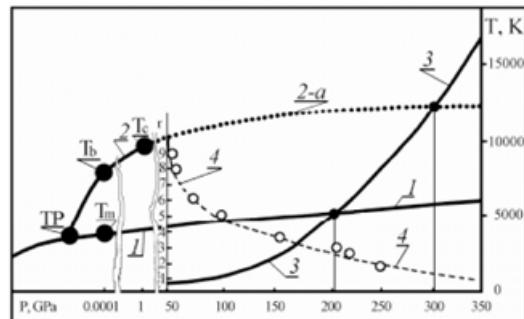


Рис. 26.

Фазовые диаграммы: 1 – линия плавление-кристаллизация Fe ; 2 – линия испарение-конденсация Fe ; 2-а – для $T > T_c$; 3 – ударная адиабата Н-плазменного ядра; 4 – зависимости давления в ударной волне от радиуса шара (Зельдович и др., 1995). Температура: T_m – плавления, T_b – кипения, T_c – критическая, TP – тройная точка (по В.В. Кузнецовой)

близкой к абсолютному нулю. Согласно рассматриваемой в данной работе горячей модели Земли, высокотемпературное ядро является природным реактором, низкотемпературная мантия – его стенкой.

Согласно зависимости температуры звезд от плотности И.С. Шкловского (рис. 6), в центре Земли при плотности 13 г/см³ она составит $6,3 \cdot 10^7$ $^{\circ}\text{C}$, в центре Солнца при плотности 160 г/см³ – $14 \cdot 10^7$ $^{\circ}\text{C}$, что на порядок выше принятой [27], и затем снижается к тахоклину в 10 раз. Тогда, с учетом этой поправки, температура в ядре Земли будет изменяться в пределах $6,3 \cdot 10^5$ – 10^6 $^{\circ}\text{C}$. Считается [33], что слой D'' в Земле возникает за счет поступления энергии из ядра и местами перерастает в горячий вертикальный мантийный поток – плюм. При изучении слоев Мирового океана установлен скачок температуры 15 $^{\circ}\text{C}$ на глубине 100–200 м (рис. 27), за счет пикноклина и галоклина – скачков плотности и солености воды. На границе ядра и мантии также происходит двукратный скачок плотности – 5,5–10 г/см³. А.А. Воробьев связывал этот скачок с переходом вещества в плазменное состояние. Поэтому слой D'' по аналогии с океаном можно назвать термоклином.

Исходя из астрофизической модели Земли, под термоклином в слое D'' будем понимать стократный скачок повышения температуры с $6 \cdot 10^3$ до $6,3 \cdot 10^5$ $^{\circ}\text{C}$ не только в 200-километровом слое над ядром, но и рост температуры до 700 км в плюмах относительно «вмещающих» мантийных пород, т.е. слой D'' , вероятно, является «основной стенкой» земного ядерного реактора, состоящего из элементов тяжелее ${}^{56}\text{Fe}$.

Исходя из этого, аналогичная зона в Солнце, вероятно, возникла не за счет быстрого изменения скорости вращения двух зон между собой:

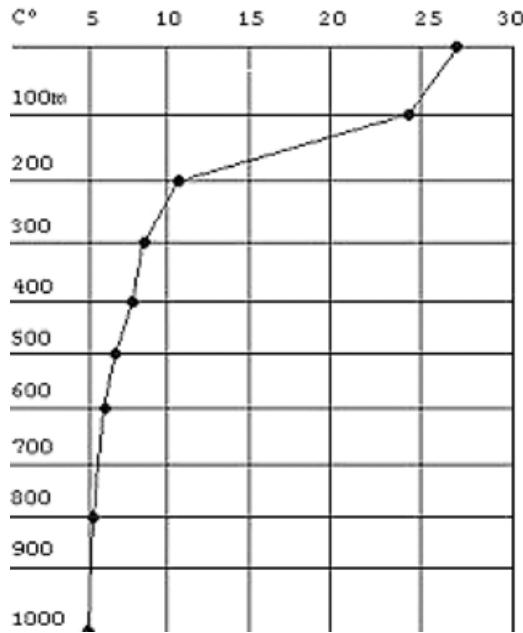


Рис. 27.
Зависимость температуры от глубины в Мировом океане с термоклином на 100–200 м [44]

радиации и конвекции [37], а за счет пикноклина и термоклина со стократным скачком температуры. Соответственно, в этой зоне так же, как и в Земле, происходит образование элементов тяжелее Fe.

По расчетам В.А. Магницкого (1965), температура генерации при гравитационном сжатии Земли до 360 ГПа составляет 30 000 °С, в этой связи он отмечал, что «такая температура представляется геофизикам абсолютно нелепой. Поскольку Земля должна быть, по меньшей мере, расплавленной, что противоречило бы ее внутреннему устройству» [14], тем более кажется на первый взгляд вообще абсурдной модель с температурой внутри Земли — $6 \cdot 10^6$ °С, если не учитывать мощнейшую электромагнитную ловушку, созданную нижней мантией.

В итоге — представленная высокотемпературная модель горячей Земли, является астрофизическим термоядерным реактором, действующим в ядре, стенками которого является мантия. Поэтому она имеет близкую преемственную связь до 2700 км с холодной моделью Земли, в которой циркулирует низкотемпературная плазма, ниже, в 200 км в зоне термоклина, температура увеличивается в 100 раз и далее распределяется в соответствии с существующей зависимостью для звезд с высокотемпературной плазмой.

Выводы

Таким образом, рассмотренная в данной статье астрофизическая высокотемпературная модель

горячей Земли представляет собой устойчивый водородный термоядерный реактор, действующий в ядре Земли с температурой $6 \cdot 10^6$ °С, и по размеру является копией уменьшенного в 150 раз Солнца. Стенками его является мантия Земли, покрытая до глубины барицентра Земля–Луна (1700 км) Si-мантией и корой. Ниже этой глубины находится зона полурасплавленного плазменного Fe с конвектируемой через нее H-плазмой, которые создают ток и мощное магнитное поле Земли. Магнитное поле создает электромагнитную ловушку, препятствующую расплавлению Земли. Причиной повышения плотности в слое D'' является образование при реакциях захвата n^0 элементов тяжелее Fe — Ag, Au, Pt и др. Данный слой является основной стенкой действующего во внешнем ядре природного реактора, снижая температуру в 100 раз. Наличие зоны радиации во внешнем H-ядре при ядерном синтезе He объясняет причину равенства тепловых потоков на континентах и под дном океанов. Ядра He под действием гравитации скапливаются в центре, увеличивая внутреннее ядро, являясь причиной скачка плотности, а ядра изотопов 2H , 3H , 3He на его границе создают нестабильный слой F. Рассмотренная модель снимает проблему нехватки водорода в модели образования базальтового астеносферного слоя, очаговых гранитных магм, ювенильных вод, неорганических УВ и источника H_2 дегазации Земли [22, 23].

Все это свидетельствует о значительном влиянии звездных ФДМ на рассмотренные планетарные и геологические ФДМ. Составляющими звездных ФДМ являются водородные ФД — плазменная, токовая, элементарных частиц, атомарная, молекулярная и т.д. С другой стороны, рассмотренная астрофизическая модель Земли доказывает возможность возникновения условий для образования элементов тяжелее Fe не только после взрывов массивных звезд, но и в планетах, и в немассивных звездах в процессе их эволюционного развития. В частности, аномальные концентрации Ag, Au, Pt и др. тяжелых элементов на Солнце объясняются наличием зоны тахоклина, которая является аналогом слоя D'' Земли — зоны термоклина и пикноклина. Возможность образования тяжелых элементов не только в планетах, но и в немассивных звездах, а также образования атомов и простейших молекул на поверхности звезд свидетельствует о зачатках планетарных ФДМ. При пролете звезд вблизи Солнечной системы или мощных вспышках на Солнце в сторону Земли под воздействием плазменных ветров звезд термоядерный реактор ядра Земли входил в критическое состояние, и начинались

интенсивные мощные термоядерные взрывы, приводившие к геологическим и биологическим катастрофам.

В голоценовую эпоху тоже происходили термоядерные взрывы, но менее мощные, хотя и уничтожавшие целые цивилизации, например самую древнюю шумерскую, описанную в «Плаче» о гибели городов Шумер, Аккад, Ур, Ниппур, или отбросившие цивилизацию Древней Греции в I тыс. до н.э. в «темные века». Во II тыс. до н.э. был уничтожен ядерным взрывом известный древний г. Махенджо-Даро (Холм мертвцев).

Последний известный термоядерный взрыв, сопоставимый по мощности с «Царь-бомбой», произошел на р. Подкаменная Тунгуска в 1908 г. Основная часть этих термоядерных катастроф в настоящее время объясняется бездоказательными гипотезами применения ядерного оружия более развитыми цивилизациями (богами) или инопланетянами. Но еще раз хочется повторить мысль основоположников томской геологической школы В.А. Обручева и М.А. Усова: Земля – это сложный астрофизический объект, а не примитивная доменная печь.❶

Литература

1. Бембель Р.М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка сложно построенных залежей углеводородов. Диссертация д-ра. геол.-мин. наук. Новосибирск. 1992. 166 с.
2. Бембель Р.М., Бембель А.Р. и Мегея В.М. Активные проявления геосолитонной дегазации Земли в сейсмологии, в геофизических и геохимических материалах. //Технологии сейсморазведки. 2010. № 4. С. 69–76.
3. Бембель Р.М., Мегея В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук. 2003. 224 с.
4. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М., 1965. 376 с.
5. Воробьев А.А. Инерционно-плазменная гипотеза собственного магнитного и электрического полей Земли //Известия ТПИ. 1976. № 264. С. 116–135.
6. Воробьев А.А. Физические условия залегания вещества в земных недрах. Томск: ТПИ. 1971. 211 с.
7. Капустинский А.Ф. Геосфера и химические свойства атомов //Геохимия. 1956. № 1. С. 53–61.
8. Колиников Ю.А. Наноминералогия воды и биосферные процессы: 2-е изд., перераб. и доп. Магадан: СВНЦ ДВО РАН. 2000. 64 с.
9. Кузнецов В.В. Физика Земли и Солнечной системы (модели образования и эволюции). Новосибирск: Изд. СО АН. 1980. 214 с.
10. Ларин В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли (новая глобальная концепция). М.: Недра. 1975. 101 с.
11. Ларин В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли. М.: Недра. 1980. 216 с.
12. Ларин В.Н. Земля: состав, строение и развитие (альтернативная глобальная концепция). Автореферат диссертации д-ра геол.-мин. наук. М., 1991. 46 с.
13. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). М.: Агар. 2005. 248 с.
14. Магниций В.А. Внутреннее строение и физика Земли. М.: Недра. 1965. 379 с.
15. Павленко Ю.В. Звездная гипотеза образования Земли: внутреннее и внешнее ядро //Вестник Забайкальского государственного университета. 2019. Т. 25. № 1. С. 120–129.
16. Павленко Ю.В. Звездная гипотеза образования Земли: космологические факторы //Вестник Забайкальского государственного университета. 2018. Т. 24. № 9. С. 129–141.
17. Павленко Ю.В. Звездная гипотеза образования Земли: мантия и кора //Вестник Забайкальского государственного университета. 2019. Т. 25. № 5. С. 142–150.
18. Пущаровский Д.Ю., Пущаровский Ю.М. Геология мантии Земли. М.: Геос. 2010. 140 с.
19. Рахматулин А.А. Геологическая форма движения материи. Владивосток: ДВО РАН. 1999. 7 с.
20. Сарычева Л.И. Введение в физику микромира – физика частиц и ядер. М.: ЛиброКом. 2012. 221 с.
21. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. М.: МГУ. 2002. 506 с.
22. Сывороткин В.Л. Катастрофическая эпоха водородной дегазации //Редкие земли. 2017. № 8. С. 32–41.
23. Сывороткин В.Л. Экологические аспекты дегазации Земли. Диссертация д-ра гол.-мин. наук. М. 2001. 302 с.
24. Шкловский И.С. Звезды: их рождение, жизнь и смерть. М.: Наука. 1984. 384 с.
25. Adams F.C., Laughlin G. (U. Michigan). A Dying Universe. The Long Term Fate and Evolution of Astrophysical Objects / artXiv: astro-ph/9701131 [astro-ph], 1997.- P. 5.
26. Barton, Nicholas H. et al. The Origin and Diversification of Life Evolution. – New York: CSHL Press, 2007. – 833 p.
27. García R. et al. Tracking solar gravity modes: the dynamics of the solar core //Science. - 2007. – V.316. – № 5831. – P. 1591-1593.
28. Hirahara K. Seismic structure near the inner core-outer core boundary// Geophys. Res. Lett.: journal. – American Geophysical Union, 1994. - V. 51.- № 16.- P. 157-160.
29. Jacobs J.A. The Earth's inner core//Nature. - 1953.- V. 172.- № 4372.- P. 297-298.
30. Jordan T.A., Martin C., Ferraccioli F., Matsuoka K., Corr H., Forsberg R., Olesen A.& Siegert M. Anomalously high geothermal flux near the South Pole Scientific. //Scientific Reports.- 2018.- V.8.- № 16785.- P. 1-8.
31. Larin V.N., ed. C. Warren Hunt. Hydridic Earth: the New Geology of Our Primordially Hydrogen-Rich Planet. Polar Publishing, Calgary, Alberta, Canada, 1993.- 242 p.

32. Lay T., Garnero E.J., Williams Q. Partial melting in a thermo-chemical boundary layer at the base of the mantle// Physics of the Earth and Planetary Interior 1-25. 2004. – P. 1-27.
33. Maruyama S. Plume tectonics //Journal of the Geological Society. Japan.- 1994.- V. 100.- № 1.- P. 6–7.
34. Maruyama S., Kumazawa M., Kawakami S. Towards a new paradigm in the Earth's dynamics //Journal of the Geological Society. Japan.- 1994.- V.100.- № 1.- P. 1-3.
35. Morgan W.J. Convection plumes in the lower mantle //Nature.- 1971. V. 5288.- P. 42-43.
36. Pushcharovsky D.Yu, Pushcharovsky Yu.M. New Insight into the Composition and the Structure of the Deep Layers of the Terrestrial Planets //Moscow University Geology Bulletin. Series 4- 2016. V. 52.- № 1. – P. 1-7.
37. Spiegel E. and Zahn J.-P. The solar tachocline//Astronomy and Astrophysics.- 1992.- V. 265. P. 106-114.
38. Su W., Woodward R.L., Dziewonski A.M. Degree 12 Model of Shear Velocity Heterogeneity in the Mantle //Journal Geophys. Res. – 1994. – V. 99. – № B4. P. 6945–6980.
39. Фотосфера. Доступно на: <https://goo.su/yByT0> (обращение 20.02.2023).
40. Красный гигант. Доступно на: <https://goo.su/X2wi> (обращение 20.02.2023).
- 41.Протозвезда – взрыв сверхновой. Доступно на: <https://goo.su/QpLMs4T> (обращение 20.02.2023).
42. Доступно на: <https://goo.su/un9F> (обращение 20.02.2023).
43. Доступно на: <https://goo.su/SHhO6UA> (обращение 20.02.2023).
44. Доступно на: <https://goo.su/XJb8> (обращение 20.02.2023).

UDC 551.16

V.V. Trushkin, Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)¹, Member of the Eurasian Union of Experts on Subsoil Use, vvtrushkin@mail.ru

¹81 Lenskaya str., 14, Tomsk, 634027, Russia.

Solar Model of the Composition of the Earth's Core and Lower Mantle

Abstract. Developed by the middle of the XX century, the hypothesis of the structure of the Earth with an iron core and an ultrabasic lower mantle, almost immediately began to be challenged. Although even at the stage of its development, the largest Russian scientist V.I. Vernadsky and German seismologist Beno Gutenberg, who calculated the depth of the core, opposed it. The main problem of this hypothesis is the impossibility of explaining powerful earthquakes and volcanoes by mechanical and chemical phenomena, for example, the explosion of the Tambora volcano in 1815 with a capacity of 170 thousand Tsar bombs. In this paper, there is a return to the hypothesis of Renaud Descartes in 1644 of the solar structure of the Earth's core, taking into account the achievements of science in the field of thermonuclear research and the study of astrophysical objects. As a result, this paper substantiates the model that a natural thermonuclear reactor operates in the Earth, as well as in the stars Synthesis of helium nuclei from hydrogen nuclei (protons). Accordingly, forming the inner helium-plasma core and the outer hydrogen-plasma core. The lower part of the mantle from a depth of 1700 km is a zone of convection of plasma solid and hydrogen, creating a magnetic field of the Earth and a magnetic trap around the core, requiring the melting of the Earth. The article is taken from the completed manuscript of the author's book "The hypothesis of the solar structure of the Earth's core and natural thermonuclear explosions". Therefore, some of the provisions of this article are accepted without evidence in the form of axioms or postulates. These proofs are planned to be presented in subsequent articles – chapters from the book "Dialectical model of the Earth's crust and upper mantle", "The Origin of the pulsating Earth mechanism", "Thermonuclear hypothesis of the formation of the Solar system", "Galactic causes of geological and biological catastrophes in the history of the Earth", "Thermonuclear explosion on the river Podkamennaya Tunguska" etc.

Keywords: Earth; Sun; core; mantle; plasma; hydrogen; helium; iron; gold; uranium; thermonuclear reaction; temperature; pressure.

References

1. Bembel' R.M. *Vysokorazreshaiushchaya ob'semnaia seismorazvedka slozhno postroennykh zalezhei uglevodorodov* [High-resolution volumetric seismic survey of complex hydrocarbon deposits]. Dissertation of Doctor of Geological and Mineral Sciences. Novosibirsk. 1992. 166 p.
2. Bembel' R.M., Bembel' A.R. i Megeria V.M. *Aktivnye proiavleniya geosolitonnii degazatsii Zemli v seismologii, v geofizicheskikh i geokhimicheskikh materialakh* [Active manifestations of geosolitic degassing of the Earth in seismology, in geophysical and geochemical materials]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Technologies of seismic exploration], 2010, no. 4, pp. 69–76.
3. Bembel' R.M., Megeria V.M., Bembel' S.R. *Geosolitony: funktsional'naya sistema Zemli, konseptsiiia razvedki i razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov* [Geosolitons: the functional system of the Earth, the concept of exploration and development of hydrocarbon deposits]. Tyumen, Vektor Buk Publ., 2003, 224 p.
4. Vernadskii V.I. *Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniia* [Chemical structure of the Earth's biosphere and its environment]. Moscow, 1965, 376 p.
5. Vorob'ev A.A. *Inertsiionno-plazmennaya gipoteza sobstvennogo magnitnogo i elektricheskogo polei Zemli* [Inertial-plasma hypothesis of the Earth's own magnetic and electric fields]. *Izvestiya TPI* [Izvestiya TPI], 1976, no. 264, pp. 116–135.
6. Vorob'ev A.A. *Fizicheskie usloviya zaleganiia veshchestva v zemnykh nedrakh* [Physical conditions of occurrence of matter in the bowels of the earth]. Tomsk, TPI Publ., 1971, 211 p.
7. Kapustinetskii A.F. *Geofizika i khimicheskie svoistva atomov* [Geospheres and chemical properties of atoms]. *Geokhimiia* [Geochemistry], 1956, no. 1, pp. 53–61.

8. Koliashnikov Iu.A. *Nanomineralogy of water and biospheric processes* [Nanomineralogy of water and biospheric processes]. 2nd ed., revised. and additional Magadan: SVNTs FEB RAN, 2000. 64 p.
9. Kuznetsov V.V. *Fizika Zemli i Solnechnoi sistemy (modeli obrazovaniia i evoliutsii)* [Physics of the Earth and the Solar System (models of formation and evolution)]. Novosibirsk, SO RAS Publ., 1980, 214 p.
10. Larin V.N. *Gipoteza iznachal'no gidridnoi Zemli (novaia global'naia kontseptsia)* [Hypothesis of the originally hydride Earth (new global concept)]. Moscow, Nedra Publ., 1975, 101 p.
11. Larin V.N. *Gipoteza iznachal'no gidridnoi Zemli* [Hypothesis of an originally hydride Earth]. Moscow, Nedra Publ., 1980, 216 p.
12. Larin V.N. *Zemlia: sostav, stroenie i razvitiye (al'ternativnaia global'naia kontseptsia)* [Earth: composition, structure and development (alternative global concept)]. Abstract of the dissertation of the doctor of geological and mineralogical sciences. Moscow, 1991, 46 p.
13. Larin V.N. *Nasha Zemlia (proiskhozhdenie, sostav, stroenie i razvitiye iznachal'no gidridnoi Zemli)* [Our Earth (origin, composition, structure and development of the originally hydride Earth)]. Moscow, Agar Publ., 2005, 248 p.
14. Magnitskii V.A. *Vnutrennee stroenie i fizika Zemli* [Internal structure and physics of the Earth]. Moscow, Nedra Publ., 1965, 379 p.
15. Pavlenko Iu.V. *Zvezdnaia gipoteza obrazovaniia Zemli: vnutrennee i vneshnee iadro* [Stellar hypothesis of the formation of the Earth: the inner and outer core]. *Vestnik Zabaikal'skogo gosudarstvennogo universiteta* [Bulletin of the Transbaikal State University], 2019, vol. 25, no. 1, pp. 120–129.
16. Pavlenko Iu.V. *Zvezdnaia gipoteza obrazovaniia Zemli: kosmologicheskie factory* [Stellar hypothesis of the formation of the Earth: cosmological factors]. *Vestnik Zabaikal'skogo gosudarstvennogo universiteta* [Bulletin of the Transbaikal State University], 2018, vol., 24, no. 9, pp. 129–141.
17. Pavlenko Iu.V. *Zvezdnaia gipoteza obrazovaniia Zemli: mantia i kora* [Stellar hypothesis of the Earth's formation: mantle and crust]. *Vestnik Zabaikal'skogo gosudarstvennogo universiteta* [Bulletin of the Transbaikal State University], 2019, vol., 25, no. 5, pp. 142–150.
18. Pushcharovskii D.I., Pushcharovskii Iu.M. *Geologija mantii Zemli* [Geology of the Earth's mantle]. Moscow, Geos Publ., 2010, 140 p.
19. Rakhmatulin A.A. *Geologicheskaja forma dvizheniya materii* [Geological form of motion of matter]. Vladivostok, DVO RAS Publ., 1999, 7 p.
20. Sarycheva L.I. *Vvedenie v fiziku mikromira – fizika chastits i iader* [Introduction to the physics of the microworld- physics of particles and nuclei]. Moscow, Librokom Publ., 2012, 221 p.
21. Sorokhtin O.G., Ushakov S.A. *Razvitiye Zemli* [Earth development]. Moscow, MGU Publ., 2002, 506 p.
22. Syvorotkin V.L. *Katastroficheskaiia epokha vodorodnoi degazatsii* [Catastrophic epoch of hydrogen degassing]. *Redkie zemli* [Rare Earth], 2017, no. 8, pp. 32–41.
23. Syvorotkin V.L. *Ekologicheskie aspekty degazatsii Zemli* [Ecological aspects of degassing of the Earth]. Dissertation of Doctor of Geological and Minkeral Sciences. Moscow, 2001, 302 p.
24. Shklovskii I.S. *Zvezdy: ikh rozhdenie, zhizn' i smert'* [Stars: their birth, life and death]. Moscow, Nauka Publ., 1984, 384 p.
25. Adams F.C., Laughlin G. (U. Michigan). A Dying Universe. The Long Term Fate and Evolution of Astrophysical Objects / arXiv: astro-ph/9701131 [astro-ph], 1997.- P. 5.
26. Barton, Nicholas H. et al. The Origin and Diversification of Life Evolution. – New York: CSHL Press, 2007. – 833 r.
27. García R. et al. Tracking solar gravity modes: the dynamics of the solar core // *Science*. - 2007. – V.316. – № 5831. – R. 1591-1593.
28. Hirahara K. Seismic structure near the inner core-outer core boundary// *Geophys. Res. Lett.*: journal. – American Geophysical Union, 1994. - V. 51.- № 16.- P. 157-160.
29. Jacobs J.A. The Earth's inner core// *Nature*.- 1953.- V. 172.- № 4372.- P. 297-298.
30. Jordan T.A., Martin C., Ferraccioli F., Matsuoka K., Corr H., Forsberg R., Olesen A. & Siegert M. Anomalously high geothermal flux near the South Pole Scientific. // *Scientific Reports*.- 2018.- V.8.- № 16785.- R. 1-8.
31. Larin V.N., ed. C. Warren Hunt. Hydridic Earth: the New Geology of Our Primordially Hydrogen-Rich Planet. Polar Publishing, Calgary, Alberta, Canada, 1993.- 242 r.
32. Lay T., Garnero E.J., Williams Q. Partial melting in a thermo-chemical boundary layer at the base of the mantle// *Physics of the Earth and Planetary Interior* 1-25. 2004. – P. 1-27.
33. Maruyama S. Plume tectonics // *Journal of the Geological Society. Japan*.- 1994.- V. 100.- № 1.- P. 6–7.
34. Maruyama S., Kumazawa M., Kawakami S. Towards a new paradigm in the Earth's dynamics // *Journal of the Geological Society. Japan*.- 1994.- V.100.- № 1.- P. 1-3.
35. Morgan W.J. Convection plumes in the lower mantle // *Nature*.- 1971. V. 5288.- P. 42-43.
36. Pushcharovsky D.Yu, Pushcharovsky Yu.M. New Insight into the Composition and the Structure of the Deep Layers of the Terrestrial Planets // *Moscow University Geology Bulletin. Series 4*- 2016. V. 52.- № 1. – P. 1-7.
37. Spiegel E. and Zahn J.-P. The solar tachocline// *Astronomy and Astrophysics*. - 1992.- V. 265. P. 106-114.
38. Su W., Woodward R.L., Dziewonski A.M. Degree 12 Model of Shear Velocity Heterogeneity in the Mantle // *Journal Geophys. Res.* – 1994. – V. 99. – № B4. P. 6945–6980.
39. *Fotosfera* [Photosphere]. Avialable at: <https://goo.su/yByYT0> (sccessed 20 Februar 2023).
40. *Krasnyi gigant* [Red giant]. Avialable at: <https://goo.su/X2wi> (sccessed 20 Februar 2023).
41. *Protovzvezda – vzryv sverkhnovoi* [Protostar- supernova explosion]. Avialable at: <https://goo.su/QpLMs4T> (sccessed 20 Februar 2023).
42. Avialable at: <https://goo.su/un9F> (sccessed 20 Februar 2023).
43. Avialable at: <https://goo.su/SHhO6UA> (sccessed 20 Februar 2023).
44. Avialable at: <https://goo.su/XJb8> (sccessed 20 Februar 2023).



ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 апреля 2023 г. проведена государственная экспертиза 459 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 36;
- по подсчету геологических запасов – 0;
- по подсчету извлекаемых запасов – 1;
- по твердым полезным ископаемым – 59;
- по подземным водам – 64.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 299 объектов.

Подтверждено открытие 4 месторождений углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (АВ1С1) за счет геологоразведочных работ составляет:

- по нефти – 6,5 млн т;
- по газу – 115,9 млрд м³;
- по конденсату – 17,4 млн т.

Таблица 1.

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2023 по 01.04.2023

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		A+B+C ₁	C ₂
Цинк	тыс. т	212,67	362,89
Уголь	тыс. т	33 479,00	-6287
Серебро	т	615,87	1407,81
Медь	тыс. т	95,2	-13,5
Кадмий	т	-	2126,4
Золото	кг	19 737,16	131 550,72
Свинец	тыс. т	164,95	273,9
Железные руды	тыс. т	-	-



16 – 17 мая 2023 г. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при поддержке Федерального агентства по недропользованию проводит научно-практическую конференцию:

«АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»

Конференция проводится в целях организации методической, технической и консультационной помощи недропользователям, осуществляющим геологическое изучение, разведку и добычу твердых полезных ископаемых из Луганской народной республики, Донецкой народной республики, Херсонской области и Запорожской области, а также повышения качества документов, материалов и информации, представляемых на государственную экспертизу, повышения обоснованности и достоверности данных, положенных в обоснование ТЭО кондиций и подсчета запасов.

Место проведения конференции:

г. Ростов-на-Дону, отель «Radisson Hotel Gorizont Rostov-on-Don», ул. Михаила Нагибина, 32/2.

По вопросам участия:

Александра Хопта, эл. адрес: **khopta@gkz-rf.ru, тел.: +7 926 121 34 62**

Артем Маслов, эл. адрес: **a.maslov@eu.es.ru, тел.: +7 906 239 33 39**

Итоги научно-практической конференции им. Е.Г. Коваленко

Федеральным бюджетным учреждением «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» при поддержке Федерального агентства по недропользованию 15–16 февраля 2023 г. в Москве в бизнес-отеле *Plaza Garden Moscow* проведена ежегодная научно-практическая конференция им. Е.Г. Коваленко «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС в условиях новой классификации запасов».

На открытии конференции с приветственным словом и докладом об итогах 2022 г. и ожидаемых тенденциях выступила Н.Л. Ерофеева, начальник управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию, отметившая, что в 2022 г. ФБУ «ГКЗ» проведена государственная экспертиза документов и материалам по 3627 месторождениям УВС. Кроме того, ежегодно на экспертно-техническом совете ГКЗ рассматривается до 30 методик, технологий и программного обеспечения в области ГРР и добычи УВС. Сотрудники ФБУ «ГКЗ» принимают активное участие в формировании действующей нормативно-правовой базы.

На пленарном заседании П.Н. Мельников, генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ» выступил с проектом новых положений об этапах и стадиях геологоразведочных работ. Павел Николаевич предложил доработать, согласовать и ввести в действие новое «Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», пересмотреть и скорректировать действующие механизмы учета подготовленных к бурению объектов и ведения Государственно-го баланса в части подготовленных ресурсов, и завершить региональный этап локализацией ресурсов.

А.Ю. Смирнов, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ» в своем докладе выделил несколько этапов для успешного внедрения кластерного подхода при освоении и разработке месторождений углеводородов, такие как:

- комплексный подход на всех этапах лицензирования;
- применение государственного регулирования при оценке эффективности действующих и создании новых кластеров;
- научное сопровождение и поддержка крупными ведомственными институтами про-

цесса создания кластеров в целях подготовки отраслевых документов стратегического планирования.

И.В. Шпурев, генеральный директор ФБУ «ГКЗ» в своем докладе отметил стабильный прирост запасов углеводородов за последние годы, включая 2022 г. Разработано большое количество работ по совершенствованию нормативно методических документов, включая изменения в правила проектирования разработки, создание методических рекомендаций по подсчету запасов полезных компонентов в попутно добываемой воде и требований к проектам за качки климатических газов. Также докладчик рассказал о большом количестве уведомлений о непредоставлении проектных документов в соответствии с постановлением Правительства РФ № 353, которые связаны с рисками недостижения добычи, нарушениями логистических цепочек в поставках нефти и газа. Игорь Викторович отметил, что поправки, внесенные в постановление Правительства РФ в 2023 г., запрещающие превышение добычи без увеличения фонда скважин, позволяют избежать риска выборочной отработки запасов нефти. Также была представлена работа экспертно-технического совета, которая помогает внедрять в разработку новейшие отечественные технологии в области ГРР и добычи нефти и газа.

Впервые на конференции организован Круглый стол «Формирование системы суверенного аудита» под руководством Советника руководителя Федерального агентства по недропользованию Д.Н. Олейника с участием представителей государственного сектора, экспертных сообществ, аудиторских компаний, а также зарубежных коллег из Европейской экономической комиссии ООН – Департамента по Устойчивой энергетике, Совета по геонаукам Южно-Африканской Республики и стран СНГ.

Дмитрий Николаевич обратил внимание, что с целью устойчивого развития как отдельных стран, так и мира в целом необходимо создание системы взаимного признания результатов оценки и экспертизы запасов полезных ископаемых для равного доступа к финансовым ресурсам. В Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. обозначена государственная задача – обеспечить в стране сырьевой суверенитет, в том числе за счет создания суверенной системы аудита

запасов. Реализация поставленной задачи по обеспечению сырьевого суверенитета страны должна развить и усилить институт государственной экспертизы запасов, способствовать созданию более прозрачных, понятных, достоверных и оперативных источников информации для финансовых институтов и инвесторов, открыть новые возможности для добывающих компаний, снизить неэффективное использование ресурсов.

Для решения поставленных задач в 2021 г. Федеральным агентством по недропользованию создана Рабочая группа по формированию подходов к созданию аудита запасов полезных ископаемых, в состав которой вошли эксперты подведомственных организаций: ФБУ «ГКЗ», ФГБУ «ВИМС», ФГКУ «Росгеолэкспертиза», ФГБУ «ВНИГНИ», представители компаний-недропользователей.

Во второй день конференции участники обсудили развитие нормативно-правовой базы в области недропользования углеводородного сырья. Докладчиками отмечена совместная работа сотрудников ФБУ «ГКЗ» и представителей пользователей недр по подготовке и внесению изменений в нормативно-правовые акты. Кроме того, в рамках работы по формированию методической базы подготовлен целый ряд документов по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта, запасов свободного газа березовской свиты, запасов залежей сверхвязкой нефти, а также методические рекомендации по обоснованию выбора участков для строительства и эксплуатации подземных сооружений для размещения CO₂.

В работе конференции приняли участие более 350 участников из 50 регионов Российской Федерации и 7 зарубежных стран. Кроме перечисленных представителей иностранных организаций присутствовали сотрудники отраслевых государственных институтов и ключевых компаний-недропользователей, а также ведущие эксперты в области геологии и разработки научных, проектных и производственных организаций, эксперты в области недропользования, представители нефтегазодобывающих предприятий России.

Ссылка для скачивания презентаций:
<https://disk.yandex.ru/d/MoChNerWvY10Ww>



Л.Г. Колова
Евразийский союз экспертов
по недропользованию
Исполнительный директор
lkolova@eues.ru

Хроника работы Евразийского союза экспертов по недропользованию

10 января. Флаг Евразийского союза экспертов по недропользованию поднят над высочайшей вершиной Африки – город Килиманджаро (5895 м). В одной команде трудности пути разделили с нами наши коллеги – сотрудники ООО «Газпром добыча шельф Южно–Сахалинск». Ранее, в 2021–2022 гг. ЕСОЭН развергался над вершиной Эльбруса, вулканами Камчатки. Был наш флаг и на «краю Земли» в селе Териберка на Кольском полуострове – за полярным кругом на берегу Баренцева моря, за котором уже дышит Северный ледовитый океан.

Наш Союз объединяет чудесных людей: сильных, мускулистых (порой – несмотря на женственную хрупкость), всегда достигающих поставленных благородных целей, профессионалов во всем: в работе, созидании, бесконечном развитии и самореализации. И в достойном ответе на вызовы Природы!

19 января. Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН) совместно с ФБУ «Государственная Комиссия по запасам полезных ископаемых» провели «Встречу поколений»

для экспертов в сфере экспертизы запасов полезных ископаемых в формате делового обеда.

С приветственными словами перед собравшимися выступили советник руководителя Роснедра Д.Н. Олейник, начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Роснедра Н.Л. Ерофеева, заместитель генерального директора АНО «Международный центр передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами» Л.Ю. Горюнов, генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпурков, исполнительный директор ЕСОЭН Л.Г. Колова и другие.

Состоялась настоящая встреча поколений – молодых экспертов до 30 лет и опытных высококвалифицированных научных-экспертов, которые проводят государственную экспертизу запасов более 30–50 лет.

Как стать профессионалом в своей профессии? Вариантов много – ответственно относиться к своему делу, постоянно совершенствоваться, учиться и повышать свою квалификацию. Но важно также перенимать опыт старшего поколения. Суть ставшей



уже традиционной «Встречи поколений» в том, что молодежь, только начинающая строить свою карьеру профессионального эксперта, встречается с легендарными ветеранами, которые навсегда вошли в летопись ФБУ «ГКЗ». Такие теплые встречи помогают формировать профессиональные кадры. Ведь без опыта старшего поколения, профессиональных и дружеских советов стать настоящим экспертом сложно.

Встреча была очень полезна в плане обмена опытом, обсуждения перспектив развития экспертного сообщества и налаживания деловых контактов между экспертами и членами ФБУ «ГКЗ».

7 февраля. В Комитете Государственной Думы по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды состоялся «круглый стол» «О формировании в Российской Федерации системы аудита запасов полезных ископаемых».

На мероприятии обсуждались вопросы, связанные с геолого-экономическим аудитом запасов полезных ископаемых в Российской Федерации в текущих экономических и геополитических условиях, а также вопросы внедрения системы аудита запасов полезных ископаемых в Российской Федерации на международном уровне.

Во встрече принимали участие председатель Комитета по экологии, природным ресурсам и охраны окружающей среды Д.Н. Кобылкин, заместитель Министра природных ресурсов и экологии РФ Д.Д. Тетенькин, советник руководителя Федерального агентства по недропользованию Д.Н. Олейник, генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпурев (доклад «Взаимодействие государственной и международной систем экспертизы и аудита запасов»), член Правления ПАО «Газпром», начальник Департамента С.Н. Меньшиков (доклад «Итоги работы по формированию подходов к созданию национальной системы аудита запасов на основе российской классификации и Рамочной классификации ООН»), заместитель исполнительного директора АО «Атомредметзолото» Г.А. Сарычев, первый вице-президент, член Правления Газпромбанка Р.С. Панов, исполнительный директор ЕСОЭН Л.Г. Колова (доклад «Об экспертном сообществе и подготовке специалистов к проведению аудита запасов полезных ископаемых»), управляющий директор ПАО «Сбербанк» В.В. Гаврилов, генеральный директор АНО «Международный центр передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами» В.Г. Браткова, заместитель генерального директора АНО «Международный центр передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами» Л.Ю. Горюнов, Президент Ассоциации НП «Горнопромышленники России» В.А. Язев, начальник горно-технологического управления АО «Полиметалл УК» И.В. Эпштейн, начальник Управления недропользования ПАО «ЛУКОЙЛ» А.Ю. Павлов, директор Департамента лицензирования и ресурсной базы ПАО «НК «Роснефть» А.Э. Жаров и другие.

Комитет Госдумы по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды готовит законопроект о создании в России системы независимого аудита запасов полезных ископаемых. «Внедрение системы суверенного аудита обеспечит развитие отрасли и государства вне контроля давления со стороны иностранных государств, сформирует собственный механизм верификации запасов», подчеркнул председатель комитета Д.Н. Кобылкин.

В ходе заседания была сформирована основная задача текущего момента: сформировать механизм аудита запасов, отвечающий интересам России.

Речь шла о внесении изменений в Закон РФ «О недрах», предполагающих включение в него понятия «аудит запасов полезных ископаемых», а также основных квалификационных требований, предъявляемых к экспертам по запасам, компетентным лицам и профессиональным некоммерческим организациям. Систему независимого аудита предлагается интегрировать в структуру государственной экспертизы запасов, в частности, через установление единых стандартов заключений государственной экспертизы и аудита запасов.



15–16 февраля. Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» провело в Москве научно-практическую конференцию им. Е.Г. Коваленко «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС».

В рамках круглого стола «Формирование системы суверенного аудита» с докладом «Программа подготовки и система прохождения кандидатов на аккредитацию как эксперта в сфере недропользования» ЕСОЭН выступила исполнительный директор ЕСОЭН Л.Г. Колова, уделив большое внимание уделено программе обучения экспертов, которая включает: совершенствование системы проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых; законодательное обеспечение системы оценки и разработки запасов полезных ископаемых; актуальные вопросы лицензирования; методику проведения экспертизы в сфере недропользования. УВС (геологические запасы); методику проведения экспертизы в сфере недропользования (проектные документы на разработку месторождений УВС); комплексный подход к обеспечению этапности выполнения работ нефтяным предприятием и ответность перед контролирующими органами; практические кейсы и многое другое.

Во время работы конференции был вручен сертификат об аккредитации в качестве эксперта в сфере недропользования члену ЕСОЭН Кириллу Харченко по специальности «разработчик», по специализациям «гидродинамическое моделирование и технология (УВС)».

28 февраля. Проведен семинар для всех экспертов ЕСОЭН в формате видеоконференции по работе с Web-платформой, которую разрабатывают эксперты-гидрогеологи, коллеги ЕСОЭН – компания РуНедра.

Программа предназначена для специалистов гидрогеологов в качестве инструмента прогнозирования состояния полигонов закачки пластовых вод.

15–17 марта. Успешно прошла обучение в дистанционном формате 26 групп экспертов ЕСОЭН по программе «Эксперт в сфере недропользования» в трех секциях – УВС, ТПИ и ПВ.

Удостоверения СПбГУ по программе повышения квалификации по результатам итоговой аттестации получили 30 экспертов.

24 апреля. Международный центр передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами и Евразийский союз экспертов по недропользованию подписали соглашение о сотрудничестве. От МЦПО соглашение подписано генеральным директором В.Г. Братковой, от ЕСОЭН – исполнительным директором Л.Г. Коловой.

Подписанное соглашение о сотрудничестве закладывает основу для развития российского экспертного сообщества в области недропользования путем повышения квалификации и профессионального уровня экспертов в сфере недропользования, появления высококвалифицированных специалистов-экспертов в области недропользования, обеспечения преемственности и обмена опытом (в том числе международным) между экспертами в сфере недропользования, развития российской системы государственного рационального использования и охраны недр и др.



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ «ГКЗ»
tpl@gkz.ru



Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В январе-феврале 2023 г. проведено 31 заседание (в формате видео-конференцсвязи), из них 21 заседание по твердым полезным ископаемым, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Белая Гора, Врезанное, Ключевское) и россып-

ного (р. Талановая) золота, золотосеребряных руд (Бургали, Валунистое), гранатовых песков (Вороновское) и гипса (Болотниковское), а также каменного угля (Егозово-Красноярское, Ленинское, Чульмаканско).

На десяти заседаниях по подземным водам и подземным сооружениям были рассмотрены материалы государственной экспертизы под-

счета и переоценки запасов питьевых и минеральных подземных вод, переоценки запасов подземных вод для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического основания промышленной эксплуатации полигонов размещения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Богунское, Верхненадымское, Поселковое, Тагульское, Сайгатинское, Елизовское, Нерско-Цининское, Романовское и др.). ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов подземных вод приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректива по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу представлены материалы по оперативному изменению состояния запасов каменного угля по пласту Болдыревский участка Комсомольский Глубокий Ленинского месторождения в Кемеровской области по результатам геологоразведочных работ.

Целью работы являлось постановка балансовых запасов каменного угля по пласту Болдыревский участка Комсомольский Глубокий на баланс предприятия для обеспечения безопасного ведения горных работ на шахте имени С.М. Кирова.

Лицензионный участок Комсомольский Глубокий расположен на Ленинском каменноугольном месторождении в пределах геологических участков Поле шахты имени Кирова, Поле шахты Ярославского, Поле шахты им. 7 Ноября, Поле шахты Комсомолец. Геологоразведочные работы проводились в несколько этапов, последний из которых в 2019–2022 гг. включал разведку участка Комсомольский Глубокий.

Запасы каменного угля в границах оперативного изменения учитываются Государственным балансом в нераспределенном фонде недр по участку Комсомольский Глубокий (гор. ±0 м и ниже гор. ±0 м).

Материалы представлены на государственную экспертизу по результатам работ, выполненных по Проекту на проведение разведочных работ на участке Комсомольский Глубокий Ленинского каменноугольного месторождения в Кемеровской области и Дополнению № 1 к нему, получивших положительное заключение экспертизы ФГКУ «Росгеолэкспертиза». По данным недропользователя, разведочные работы в границах лицензионного участка завершены. Планируемые объемы бурения выполнены в полном объеме. В настоящее время проводятся лабораторные работы и камеральная обработка документации дел скважин.

Разработка подземным способом запасов каменного угля Ленинского месторождения в границах лицензий осуществляется двумя обособленными предприятиями: шахтой им. С.М. Кирова и шахтой Комсомолец. Отработка подземным способом на участке Комсомольский Глубокий предусматривается шахтой имени С.М. Кирова в продолжение горных работ по участку Кировский Глубокий по пласту Болдыревский.

Материалы оперативного изменения состояния запасов каменного угля по пласту Болдыревский участка Комсомольский Глубокий представлялись на государственную экспертизу запасов в 2021 г. Работа выполнялась с целью недопущения разрыва горных работ на шахте имени С.М. Кирова с проведением объединяющих выработок между шахтами имени С.М. Кирова и Комсомолец в контуре отработки запасов участка Комсомольский Глубокий, что должно было обеспечить безопасное ведение горных работ с необходимым количеством воздуха.

После утверждения Государственной комиссией запасов каменного угля по участку Комсомольский Глубокий в проектную документацию технического проекта по отработке пластов шахты им. С.М. Кирова были включены соответствующие изменения в части проведения наклонных конвейерного и путевого стволов, а также отработки промышленных запасов участка Комсомольский Глубокий по пласту Болдыревский. Но разрешение на строительство вентилятора главного проветривания получить не удалось. Кроме того, шахта столкнулась с экономическими трудностями в 2022 г. и со значительными капитальными вложениями для проведения наклонных конвейерного и путевого стволов. Все это не позволило недропользователю вовремя реализовать проектные решения 2021 г.

Учитывая высокую газоносность шахты и необходимость разряжения вентиляционной сети, недропользователь рассмотрел альтернативный вариант с проведением двух выработок по пласту Болдыревский по участку Комсомольский Глубокий до Вентиляционного ствола № 1 шахты Комсомолец. Реализация данного варианта проветривания, помимо того, что требует меньших инвестиционных вложений, также имеет меньшие сроки реализации, что позволит не допустить разрыва горных работ шахты.

По вышеуказанным причинам в контуре оперативного изменения подсчитаны и представлены на рассмотрение государственной экспертизы балансовые запасы каменного угля по пластам Болдыревский, Болдыревский в.п., Болдыревский н.п. по участку Комсомольский Глубокий.

Основное замечание экспертизы касалось обоснования границ оперативного изменения состояния запасов. Изначально авторами был выделен контур оперативного изменения больше, чем требуется для обеспечения безопасного ведения горных работ. Авторами включены в контур оперативного изменения запасы, планируемые к отработке в 2026–2030 гг., т.е. к тому времени, когда будут утверждены постоянные разведочные кондиции и запасы каменного угля в лицензионных границах участка Комсомольский Глубокий.

По замечаниям экспертизы был выделен контур оперативного изменения состояния запасов, необходимый для безопасного ведения горных работ, до утверждения запасов по всему лицензионному участку. В результате чего из подсчета были исключены запасы каменного угля в выемочных единицах (эксплуатационных блоках) и пересчитаны запасы в обоснованных границах оперативного изменения. В итоге исправлений балансовые запасы каменного угля в границах оперативного изменения составили менее 4% от общего количества запасов, учтываемых Государственным балансом. По сравнению с первоначально представленными, запасы каменного угля уменьшились на 85%.

По результатам рассмотрения дополнительных материалов экспертиза рекомендовала утвердить балансовые запасы каменного угля по результатам оперативного изменения состояния запасов по пласту Болдыревский участка Комсомольский Глубокий Ленинского месторождения, применительно к условиям разработки подземным способом.

Недропользователю рекомендовалось по результатам завершенных разведочных работ на участке Комсомольский Глубокий Ленинского каменноугольного месторождения выполнить ТЭО постоянных разведочных кондиций и отчет с подсчетом запасов и представить их на государственную экспертизу в установленном порядке.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы подсчета запасов подземных вод водоносного горизонта голоценовых аллювиальных отложений Елизовского месторождения, расположенного на северо-западной окраине Елизовского городского поселения Камчатского края, в 23 км северо-восточнее г. Петропавловска-Камчатского, в пойме нижней части долины р. Авачи.

Елизовское месторождение подземных вод было выявлено в среднем течении р. Авача в результате поисково-оценочных работ, проведён-

ных в 60-х годах прошлого столетия с целью решения вопроса о водоснабжении гг. Петропавловск-Камчатский и Елизово. Наиболее крупным источником централизованного водоснабжения является рассматриваемый Авачинский водозабор. Он введен в эксплуатацию в 1975 г. В настоящее время Авачинский водозабор состоит из 19 скважин, оборудованных на голоценовый аллювиальный водоносный горизонт. Скважины расположены в два ряда вдоль одной из проток р. Авача (протока № 2). Расстояние между скважинами 40–45 м, длина рядов 480 м и 200 м. Удаление скважин первого ряда от уреза воды 20–90 м, второго – на 45–50 м дальше. За весь период эксплуатации Елизовского месторождения производительность водозабора менялась от 28 до 127 тыс. м³/сут. В период 2017–2022 гг. расход составлял 81,5–92,2 тыс. м³/сут. Одновременно в работе находится от 8 до 17 скважин.

В 2021–2022 гг. были выполнены работы по переоценке запасов подземных вод. Комплекс выполненных работ включал сбор, анализ и обобщение фондовых и архивных материалов; рекогносцировочное гидрогеологическое обследование участка водозабора и прилегающей площади; гидрогеологическое обследование с проведением контрольных замеров уровней в эксплуатационных и наблюдательных скважинах; контрольный отбор проб поверхностных и подземных вод и лабораторные исследования; камеральные работы, включая разработку математической модели месторождения, калибровку модели решением обратных задач, прогнозное моделирование для подсчета запасов подземных вод.

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что комплекс выполненных работ был реализован грамотно и целенаправленно. По результатам работ были получены необходимые данные для подсчета запасов и обоснована возможность получения подземных вод в заявленном недропользователем количестве. Качество воды соответствует нормативным требованиям при условии водоподготовки. Выполненный авторами ретроспективный анализ качественного состава подземных вод целевых водоносных комплексов позволил прогнозировать его постоянство на расчетный период, с чем экспертиза согласилась. Подсчет запасов подземных вод выполнен методом математического моделирования. Рассчитанные прогнозные уровни в скважинах Авачинского водозабора не превысили обоснованные допустимые величины, что свидетельствует об обеспеченности подсчитанных запасов. В связи с этим запасы были приняты в цифрах и по категории авторского подсчета. **❶**

Оресту Сетраковичу Каспарову – 50!



**Уважаемый Орест
Сетракович!**

Коллектив Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») сердечно поздравляет Вас с 50-летием!

Ваш профессиональный путь в нефтегазовой отрасли после окончания Санкт-Петербургского университета в 1994 г., уникальный опыт и практические навыки геолого-геофизических работ, подкрепленные глубоким владением Вами теоретических геологических основ, позволили быстро занять весомые позиции в геологической среде. Все это дало возможность Вам внести значительный вклад в работы по государственному геологическому изучению недр, успешно участвовать в определении приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ и их реализации, в сфере государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды России.

Ваши достижения при решении различных проблем, связанных с освоением недр России, свидетельствуют о Вашем большом таланте руководителя.

Ваша активная кураторская деятельность в качестве председателя комиссий по проектам разработки месторождений углеводородного сырья и подземных вод и проектной документации на разработку технологий геологической изученности, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья имеет большую отдачу.

Вы по праву приобрели авторитет одного из самых компетентных специалистов в сфере рационального недропользования России.

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») желает Вам крепкого здоровья, успешной реализации всех программ рационального недропользования, успехов в деле дальнейшего укрепления минерально-сырьевой базы России!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

Алексею Владимировичу Орлу – 70!



Уважаемый Алексей Владимирович!

Коллектив Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») от всей души поздравляют Вас с 70-летием!

Ваш профессиональный путь после окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина по специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» от инженера-геолога во ВНИИГАЗе до директора Департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды России и Ваши достижения при решении различных проблем,

связанных с освоением недр России, свидетельствуют о Вашем большом таланте руководителя.

Плодотворная деятельность позволила Вам занять должность главного инженера-геолога на предприятии «Зарубежнефть» (г. Дамаск, Сирия), а потом продолжить научную деятельность в Институте геологии и разработки горючих ископаемых Министерства нефтяной промышленности и академии наук СССР.

Перейдя затем на государственную службу в Департаментах Минприроды России, Министерстве топлива и энергетики РФ (с 2008 г. – Министерство энергетики РФ, Минэнерго) и Министерстве экономического развития и торговли РФ (с 2008 г. – Министерство экономического развития РФ, Минэкономразвития), Вы успешно работали в разное время в областях, связанных с лицензированием и нормативно-правовой деятельностью.

Вы по праву приобрели авторитет одного из самых компетентных специалистов в сфере рационального недропользования России.

Мы хотим от всего сердца пожелать Вам долгих и продуктивных лет жизни, крепкого здоровья и успехов во всех делах. Пусть удача всегда сопутствует Вам, а неприятности обходят Вас и Вашу семью стороной. Будьте счастливы, здоровы и любимы! Пусть исполняются все Ваши желания, реализуются все намеченные планы и идеи, способствующие подъему отрасли! Долгого, плодотворного и успешного Вам пути и новых достижений!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

Владимиру Владимировичу Смолину – 60!



**Уважаемый
Владимир
Владимирович!**

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») поздравляет Вас с 60-летием!

Ваш профессиональный путь после окончания в 1985 г. Ухтинского индустриального института по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» от оператора по добыче нефти и газа до заместителя руководителя Федеральной службы по надзору в сфере природопользования свидетельствуют о Вашем большом творческом потенциале и незаурядном таланте руководителя.

Будучи профессиональным горным инженером, Вам удалось построить достаточно успешную карьеру в «ЛУКОЙЛе», возглавляя проектные подразделения в Республике Коми.

Ваши организаторские способности позволяли Вам успешно решать произ-

водственные и научные проблемы на различных постах (мастер, начальник лаборатории, начальник цеха добычи нефти и газа, ведущий специалист, начальник отдела, заместитель генерального директора, заместитель директора по производству в нефтегазодобывающих компаниях, главный инженер, первый заместитель директора института «ПечорНИПИнефть») различных организаций.

Ваше звание кандидата экономических наук способствовало внедрению и реализации различных научных проблем в производство.

Ваш плодотворный труд отмечен нагрудным знаком «Почетный нефтяник».

Поздравляем с юбилеем!

Пусть опыт и мудрость продолжают помогать в любой ситуации! Желаем, чтобы жизнь оставалась насыщенной и полной! Здоровья и счастья! Хорошего настроения, успехов во всем и приятных сюрпризов каждый день!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

Аркадию Сергеевичу Ефимову – 70!



Уважаемый Аркадий Сергеевич!

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») сердечно поздравляют Вас с 70-летием!

Ваш профессиональный путь от рядового геолога до генерального директора ФГУП «СНИИГиМС», руководителя крупнейшего за Уралом отраслевого института, и Ваши достижения при решении различных проблем геологии Красноярского края свидетельствуют о Вашем могучем творческом научном потенциале и незаурядном таланте руководителя.

Вы по праву приобрели авторитет одного из самых компетентных специалистов по проблеме поисков нефти и газа в Восточной Сибири как в чисто геологическом, так и в технологическом и организационном аспектах.

С 2006 г. Вы, как один из активных участников приоритетной для всей отрасли го-

сударственной программы России («Программа геологического изучения и представления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)»), стали генеральным директором СНИИГиМС, что было абсолютно закономерно.

Являясь автором и соавтором большого числа научных публикаций, Вы способствуете эффективности научного дискурса, продвижению идей и достижений отечественной науки.

Под Вашим руководством СНИИГиМС успешно справляется с выполнением задач, поставленных перед институтом. Разработан и развернут целый ряд крупных программ геологического изучения недр Сибири, в которых участвуют коллективы многих производственных и научно-исследовательских организаций региона. Координация их действий, систематизация, анализ и оценка всей стекающейся информации составляют направление работ специалистов института при личном участии генерального директора. Примерами таких сложных комплексных проектов являются программа параметрического бурения в Восточной Сибири, обработка региональных геолого-геофизических профилей по территории Сибири и дальнего Востока (2-ДВ, 3-ДВ) и ряд других. В результате выявляются новые перспективные территории и объекты. Это относится и к Западной Сибири, где для некоторых областей проведено уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата, выполнены другие важные работы.

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых от всей души желает Вам крепкого здоровья, успешного дальнейшего углубления научного знания о геологии и нефтегазоносности российских недр, внедрения в производство оригинальных научных разработок Вашего института, способствующих подъему отрасли и укреплению минерально-сырьевой базы России! Долгого, успешного пути и новых открытий!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»



Санкт-Петербургский
государственный
университет



Эксперт в сфере недропользования

Expert of subsoil use

Дополнительная образовательная
программа повышения квалификации



Программа ориентирована на специалистов в сфере недропользования, желающих повысить свой профессиональный уровень в экспертной деятельности.

Программа разработана и реализуется по заявке и с учётом требований Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

Прошла обучение еще одна группа экспертов ЕСОЭН

15–17 марта 2023 г. успешно прошла обучение 26 группа экспертов ЕСОЭН по программе «Эксперт в сфере недропользования» в дистанционном формате.

Были открыты все три секции: УВС, ТПИ и ПВ. Это первая группа обучения по программе в текущем 2023 г.

Удостоверения СПбГУ по программе повышения квалификации по результатам итоговой аттестации получили 30 экспертов. Всего квалифицированных экспертов в ЕСОЭН стало уже 916.

В текущем году запланировано обучение как в очном, так и дистанционном форматах. Место и формат проведения будут учитываться в связи с запросами слушателей/организаций и возможностями спикеров.

Следующая группа экспертов ЕСОЭН будет обучаться в очном формате в Санкт-Петербурге в мае 2023 г.

Ждем Вас на обучении по программе
«ЭКСПЕРТ В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ»
в 2023 г.!



ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

— VI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА —
ЭКОЛОГИЯ и ТЕХНОЛОГИИ

Уфа 2023
12-14 апреля

ВДНХ ЭКСПО



Правительство
Республики
Башкортостан



Министерство
природопользования и экологии
Республики Башкортостан



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

РЕКЛАМА

vk.com/ecoexpoufa
<https://t.me/ecobvk>

www.ecoforumbvk.ru
(347) 246-41-80, 246-42-85
eco@bvkexpo.ru, kongress@bvkexpo.ru



ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

апрель 2023