

ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ



ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ УВС И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ЭКСПЕРТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

СТР. 56

**ФБУ ГКЗ:
ДИНАМИКА ДВИЖЕНИЯ ЗАПАСОВ**

СТР. 176

**ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ
ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**



ГЕОЛОГИЯ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Geology and subsoil use

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

12+

УЧРЕДИТЕЛЬ

Евразийский союз экспертов по недропользованию

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

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

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

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

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

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

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

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

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

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

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

М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC

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

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

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

С.М. Мионов, депутат ГД, руководитель фракции партии «Справедливая Россия» в ГД

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

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

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

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

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

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

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

Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр-ЭСТАгео

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

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

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

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

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

В.А. Карпов, канд. геол.-мин. наук

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, начальник отдела методологии ФБУ «ГКЗ»,
ученый секретарь ЭТС «ГКЗ»

А.Ю. Хопта, пресс-секретарь ФБУ «ГКЗ»

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

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

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

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

Руководитель – Александр Шабанов, shabanovbook@yandex.ru

Ведущий аналитик – Сергей Матвейчук

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 25.06.2021

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 300 экз.

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

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

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Тема номера

Проблемы современной экспертизы запасов УВС и пути повышения уровня экспертной деятельности

№ 2

ИЮНЬ 2021

- ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД**
- 4 *Е.А. Козловский*
Николай Байбаков – государственный, выдающийся нефтяник и экономист
- ГЛОБАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ**
- 12 *A.E. Vorobiev, Aisha–Matenin Traore*
Reclamation Experience and Peculiarities of Dumps and Tailings Processing Uranium Mines in France (А.Е. Воробьев, М.И. Траоре. Опыт рекультивации и особенности переработки отвалов и хвостохранилищ урановых рудников во Франции – на англ. языке)
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**
- 20 *Н.И. Ломака, Р.И. Исмагилов, Е.Г. Панова, С.Ю. Енгальчев*
Оценка перспектив попутной золотоносности продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на примере Михайловского месторождения (КМА)
- 34 *С.М. Исенов*
Технологии мультифокусинга: средство выявления неантиклинальных и глубоко залегающих ловушек
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ**
- 46 *Д.В. Булыгин, А.А. Энгельс, Р.Г. Рамазанов*
Повышение эффективности заводнения нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА**
- 56 *С.В. Клубков*
Экономические вопросы подготовки и экспертизы технических проектов на разработку месторождений УВС
- 60 *Т.Ф. Дьяконова, В.Ю. Терентьев, А.Д. Саэтгараев, И.П. Гурбатова, Е.Е. Кристя, Л.К. Бата, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов, Е.В. Погонищева*
Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано–Печорской нефтегазоносной провинции
- 76 *А.А. Кожемякин, Е.А. Трахачева, А.Т. Хамитов, Н.Ю. Чуранова, И.А. Кожемякина*
Оценка запасов по стандарту SPE–PRMS в Группе компаний «Зарубежнефть»
- 86 *О.Ю. Динариев, А.Ю. Демьянов, Н.В. Евсеев, В.К. Хан*
Применение цифрового анализа керн для подсчета запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти
- 94 *А.Ф. Шейкина, И.И. Гарифуллин, А.В. Кузьмичева*
Итоги экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС за 2020 г. в ПАО «ЛУКОЙЛ»
- 98 *П.П. Повжик, А.А. Ерошенко, Е.А. Калейчик*
Оценка перспектив нефтегазоносности низкопроницаемых глинисто–карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО
- НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ**
- 106 *М.Ю. Зубков*
Подсчет запасов нефти в бажено–абалакском комплексе. Проблемы и пути их решения
- 142 *Н.П. Запывалов*
Нефтяная парадигма XXI века
- 150 *M.Z. Rachinsky, V.A. Karпов*
Fluid Dynamic Concept of Hydrocarbon Accumulation in Natural Reservoirs (М.З. Рачинский, В.А. Карпов. К проблеме нисходящей миграции флюидов – на англ. языке)
- ЭКОЛОГИЯ**
- 157 *М.М. Шац, Л.Г. Нерадовский*
Мониторинг надежности нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на завершающей стадии расширения
- ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ**
- 168 *Е.В. Мехеев, А.Ф. Яртиев, Е.В. Бутусов*
Методические особенности проведения экономической оценки в рамках подготовки технических проектов разработки нефтяных месторождений
- НОВОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**
- 174 Заседание Коллегии Федерального агентства по недропользованию
- НОВОСТИ**
- 176 *О.В. Трофимова*
ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов
- 178 *Т.П. Линде*
Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых
- 181 Новости



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

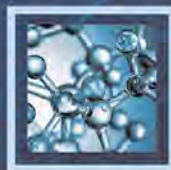


ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ
ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ



ЕСОЭН
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

**Инновационные технологии
и решения – ответ на вызовы
нашего времени**

**20 - 21 октября 2021 года
г. Москва**



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ - это единая площадка для решения вопросов в области недропользования всех видов полезных ископаемых, которая объединит специалистов в различных областях изучения и освоения недр.

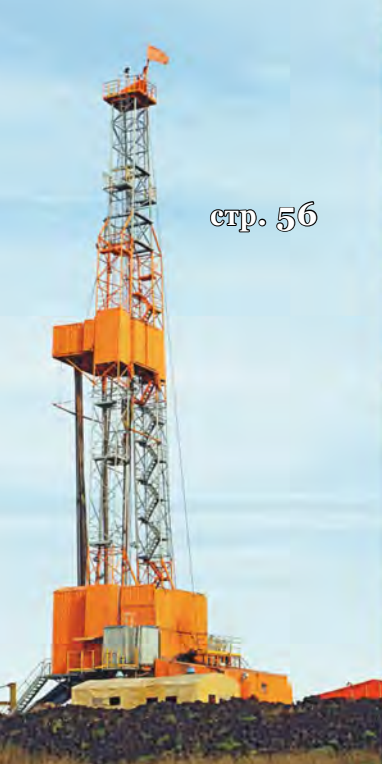
Главная тема форума – это инновации в области недропользования в России и странах СНГ в 2021 году и перспективы развития.

Основные направления:

- Программное обеспечение (ПО)
- Сейсмика 4D;
- Цифровой керн
- Аппаратные средства и технологии.

Организационный комитет форума:

Александра Юрьевна Хопта ☎ +7(926) 121-34-62 ✉ khopta@gkz-rf.ru
Елена Рафиковна Чухланцева ☎ +7 (912) 385-18-75 ✉ chuhlantseva@gkz-rf.ru



стр. 56



стр. 86



стр. 157



стр. 4



стр. 98



стр. 168



стр. 178

STATE POINT OF VIEW

- 4 *E.A. Kozlovsky*
Nikolay Baybakov – Statesman, Outstanding Oilman and Economist

GLOBAL SUBSOIL USE

- 12 *A.E. Vorobiev, Aisha–Matenin Traore*
Reclamation Experience and Peculiarities of Dumps and Tailings Processing Uranium Mines in France (in English)

GEOSCIENCES: MINERAL RESOURCES BASE AND GEOLOGIC EXPLORATION

- 20 *N.I. Lomaka, R.I. Ismagilov, E.G. Panova, S.Yu. Engalychev*
Assessment of the Prospects for Associated Gold Content of Products of Processing of Ferruginous Quartzites and their Production Wastes on the Example of the Mikhailovskoye Deposit (KMA)
- 34 *S.M. Isenov*
Multifocusing technologies: a means for detecting non-anticlinal and deep-looking traps

GEOSCIENCES: SERVICE AND IMPORT SUBSTITUTION

- 46 *D.V. Bulygin, A.A. Engels, R.G. Ramazanov*
Improving the Efficiency of Waterflooding of an Oil Reservoir Using Flow Diversion Technologies

GEOSCIENCES: THE MAIN TOPIC OF THE ISSUE

- 56 *S.V. Klubkov*
Economic issues of preparation and examination of technical projects for the development of hydrocarbon deposits
- 60 *T.F. Diakonova, V.Yu. Terentyev, A.D. Saetgaraev, I.P. Gurbatova, E.E. Kristya, L.K. Bata, S.V. Melekhin, D.B. Chizhov, E.V. Pogonischeva*
Temporary Guidelines for Determining the Oil Saturation Coefficient of Non-hydrophilic Reservoirs when Calculating the Oil and Gas Reserves of the Fields of PJSC LUKOIL in the Timan–Pechora Oil and Gas Province
- 76 *A.A. Kozhemyakin, E.A. Trakhacheva, A.T. Khamitov, N.Yu. Churanova, I.A. Kozhemyakina*
Reserves Estimation According to the SPE-PRMS Standard in Zarubezhneft Group of Companies
- 86 *O.Yu. Dinariev, A.Yu. Demianov, N.V. Evseev, V.K. Khan*
Implementation of Digital Rock Analysis for Evaluation of Reserves and Justification of Oil Recovery Coefficient

- 94 *A.F. Sheikina, I.I. Garifullin, A.V. Kuzmicheva*
Results of Examination of Geological and Recoverable Hydrocarbon Reserves for 2020 for PJSC “LUKOIL”
- 98 *P.P. Povzhik, A.A. Eroshenko, E.A. Kaleichik,*
Assessment of the Prospects for Oil-and-gas-bearing of Low-permeability Clay-carbonate Rocks of the Intersalt Complex of the Pripyat Petroleum Basin

GEOSCIENCES: DEBATING CLUB

- 106 *M.Yu. Zubkov*
Calculation of Oil Reserves in the Bazheno–Abalak Complex: Problems and Ways to Solve Them
- 142 *N.P. Zapivalov*
Oil Paradigm of the XXI Century
- 150 *M.Z. Rachinsky, V.A. Karpov*
Fluid Dynamic Concept of Hydrocarbon Accumulation in Natural Reservoirs (in English)

ECOLOGY

- 157 *M.M. Shatz, L.G. Neradovsky*
Problems of Monitoring the State and Reliability of the Eastern Siberia – Pacific Ocean Oil Pipeline at the Stage of Operation

ECONOMICS OF NATURE USE

- 168 *E.V. Mekheev, A.F. Yartiev, E.V. Butusov*
Aspects of Economic Evaluation as Part of Detailed Field Development Planning

SUBSOIL USE NEWS

- 174 Meeting of the Board of the Federal Agency for Subsoil Use

NEWS

- 176 *O.V. Trofimova*
State Commission for Reserves of Commercial Minerals: dynamics of reserves
- 178 *T.P. Linde*
The results of the examination of the reserves of mineral deposits
- 181 News



Е.А. Козловский
 д-р техн. наук
 профессор
 вице-президент Российской академии естественных наук
 член Высшего горного совета России
 почетный президент Ассоциации геологических организаций
 главный инженер, начальник Комсомольской Ордена Трудового Красного Знамени экспедиции (1956–1965)
 начальник Технического управления Министерства геологии РСФСР (1965–1973)
 директор Всесоюзного научно-исследовательского института экономики минерального сырья и геологоразведочных работ (ВИЭМС) Министерства геологии СССР и АН СССР (1973–1974)
 заместитель министра геологии СССР (1974–1975)
 министр геологии СССР (1975–1989)
 президент XXVII Международного геологического конгресса (г. Москва, 1984)

Николай Байбаков – государственный, выдающийся нефтяник и экономист

В этом году исполнилось 110 лет со дня рождения советского государственного деятеля, Героя Социалистического Труда (1981), лауреата Ленинской премии (1963), выдающегося руководителя нефтяной отрасли, Председателя Госплана СССР, заместителя Председателя Совета Министров СССР Николая Константиновича Байбакова. С воспоминаниями о нем, размышлениями об истории становления народного хозяйства выступает Е.А. Козловский, советский и российский геолог, министр геологии СССР в 1975–1989 гг.

Казалось бы, о Николае Константиновиче Байбакове всё известно. Он окончил Азербайджанский нефтяной институт, работал инженером, заведующим промыслом, служил в Красной Армии, работал в Наркомате тяжелой промышленности, был Председателем Госплана РСФСР, Председателем Совнархозов Краснодарского и Северо-Кавказского экономических районов, Председателем Госплана СССР.

На долю этого талантливого человека пришла Великая Отечественная война, период восстановления народного хозяйства и все тяготы, связанные с этим сложным периодом нашего Отечества. Огромную эмоциональную, пси-

хологическую, профессиональную нагрузку он вынес в высшей степени достойно. Это великий пример служения Долгу, Родине, пример понимания своей профессиональной ответственности!

Всему миру известно, что минерально-сырьевой потенциал России огромен, и это является не только предметом гордости россиян, но и предметом зависти мирового капитала с естественным желанием в этом порыве отстегнуть от России часть территорий, осуществить её развал.

Не следует забывать, что *молодое советское государство вошло в историю со скромными геологическими результатами*. Например, на сводной геологической карте России,

изданной Геологическим комитетом в 1915 г., огромные пространства Сибири, Дальнего Востока, Средней Азии и частично Кавказа представляли собой белые пятна. Даже промышленно освоенные районы дореволюционной России, такие как Урал и Баку, оставались совершенно неизученными с точки зрения возможных их перспектив. Значительная часть предприятий горнодобывающих отраслей промышленности находилась до революции в руках иностранного капитала. Только с 1901 по 1911 гг. в России были учреждены 184 иностранные компании с общим капиталом почти 300 млн руб., из которых на долю нефтяной, угольной и золото-платиновой промышленности приходилось более 2/3 уставного капитала.

Общая исключительно низкая степень геологической изученности территории царской России обусловила, соответственно, и недостаточную разведанность её минеральных богатств. По данным В.И. Вернадского (1915 г.), к началу XX века за рубежом использовали 61 элемент периодической системы элементов Д.И. Менделеева, а в России – только 31. До революции разведанные запасы минерального сырья имелись только по пяти видам полезных ископаемых: меди (697 тыс. т), свинцу (500 тыс. т), цинку (1100 тыс. т), ртути (1,7 тыс. т) и марганцу (168 млн т). По углю и железным рудам была проведена лишь геологическая оценка запасов в количестве, соответственно, 234 и 2 млрд т.

Курс на индустриализацию страны был принят XIV съездом ВКП(б) в декабре 1925 г., в де-

кабре 1927 г. на XV съезде ВКП(б) разработаны директивы по составлению плана развития народного хозяйства СССР на 1928–1933 гг., а XVI конференция ВКП(б) в апреле 1929 г. утвердила первый пятилетний план. Начался период коренной перестройки всего народного хозяйства страны.

Большое значение для дальнейшего развития геологоразведочных работ на нефть имела оценка общих ее ресурсов в целом для СССР и отдельных его районов, выполненная в предвоенный период под руководством академика И.М. Губкина.

Особо следует сказать о *развитии нефтяной промышленности в довоенный период*. Первую пятилетку (1928–1932 гг.) нефтяники страны выполнили за 2,5 года. Это явилось следствием увеличения объёма разведочного бурения на нижележащие горизонты и поиска нефти на соседних с нефтяными месторождениями площадях, преимущественно на Кавказе.

На состоявшемся в конце 1929 г. при ВСНХ первом Всесоюзном совещании геологов-нефтяников большое внимание было уделено развитию этих работ в районах западного склона Урала и в Поволжье. В Перми для разведки и добычи нефти был создан трест «Востокнефть». К зиме 1930–1931 гг. этот трест вёл буровые работы в ряде районов Западного Урала, а также в Башкирии и Поволжье.

Летом 1932 г. академик И.М. Губкин, посетив Башкирию и детально ознакомившись с результатами разведки и перспективами развития



дальнейших поисковых и разведочных работ, заявил: «Если Чусовские Городки заставили развить разведку вдоль Урала, то Ишимбайское месторождение заставит развернуть широкую разведочную работу по всему Приуралью и по всему Поволжью».

Эти слова жизнь полностью подтвердила открытием десятков месторождений во всём огромном нефтегазовом регионе: Туймазинского, Ромашкинского, Мухановского, Ярино-Камеоложского и др. Кроме этого были открыты промышленные запасы на Сахалине, а также укреплен сырьевая база Северного Кавказа и Забайкалья.

Первым, кто начал громко говорить о перспективах Западной Сибири на нефть и газ и о проектировании здесь поисковых скважин, был В.М. Сенюков. В своей докладной записке народному комиссару топливной промышленности от 10 сентября 1939 г., которую рассматривал и Н.К. Байбаков, В.М. Сенюков писал: «... Грандиозная по площади Западно-Сибирская низменность – одна из самых перспективных геологических областей в Сибири по нефтеносности, и уже в настоящее время выделен ряд районов для разведки кайно-мезозойских и более глубоко лежащих палеозойских отложений, в которых предполагаются нефтяные залежи, до некоторой степени аналогичные нефтяным месторождениям районов «Второго Баку».

Советские геологи в предвоенный и военный период делали все от них зависящее, чтобы максимально укрепить минерально-сырьевой потенциал страны и обеспечить отечественную, в том числе и оборонную промышленность разведанными запасами всех видов полезных ископаемых.

За годы первых предвоенных пятилеток Советский Союз превратился в индустриально развитое социалистическое государство. Уже в 1937 г., к концу второй пятилетки, по объему промышленного производства СССР вышел на первое место в Европе и на второе (после США) в мире. В эти же годы закладывалась индустриальная и техническая база советской оборонной промышленности.

Во второй половине 30-х гг. XX в. поиски нефти в Западной Сибири привлекали все большее внимание, и Н.К. Байбаков это хорошо понимал. Но прийти в Приобье с более мощной техникой помешала Великая Отечественная война – она на несколько лет отодвинула здесь геологоразведочные работы.

Стоит напомнить, что главной нефтяной базой страны в канун войны был Азербайджан, где в 1940 г. добывалось 22,2 млн т нефти в год – 71,4% от общесоюзной добычи, при этом

особенно тяжелыми для нефтяной промышленности были первые годы войны. Ухудшилось материально-техническое снабжение, многие квалифицированные рабочие и инженерно-технические работники ушли на фронт, большое число заводов нефтяного машиностроения было переключено на производство вооружения и боеприпасов.

Несмотря на все это, нефтяники Азербайджана в первый год войны дали стране 23,5 млн т нефти – и это была самая большая добыча за всю историю нефтяной промышленности этой республики.

Вот что вспоминает об этом времени Н.К. Байбаков, бывший в то время заместителем наркома топливной промышленности: «Люди искали и находили выход из тяжелейших ситуаций, изобретали и придумывали, казалось, невозможное. Нефтяники на о-ве Артема организовали водолазные поиски и подняли со дна Каспия многое из того «старья», в котором в мирное время не нуждались. В эти трудные годы, когда трубные заводы выпускали в основном оборонную продукцию, старые трубы были отремонтированы и пущены в дело».

Война поставила перед нефтяниками *две главные задачи*. Во-первых, сделать все для бесперебойного обеспечения фронта и военного производства нефтепродуктами в достаточных количествах, и, во-вторых, принять все меры к тому, чтобы враг не смог добывать нефть из скважин, оказавшихся на временно оккупированной территории. Эта работа была возложена на заместителя наркома нефтяной промышленности Н.К. Байбакова.

Отрасль, как и вся промышленность, перестраивалась на военный лад. Основными потребителями ГСМ становились вооруженные силы. Машиностроительные заводы, входившие в состав Наркомнефти, переориентировались на производство боевой техники. В июне 1941 г. удельный вес военной продукции в общем производстве Наркомата нефтяной промышленности составлял 25%, в июле того же года – уже 40%.

Летом 1941 г. началась эвакуация предприятий отрасли с Кавказа. Они должны были в кратчайшие сроки возобновить работу на новом месте. На базе вывезенного оборудования построили НПЗ в Сызрани, Краснокамске, Перми, Красноводске, расширили Орский и Ишимбаевский нефтезаводы. Эвакуировались машиностроительные производства, научные и учебные заведения.

Целенаправленно менялась структура производства нефтепродуктов: в начале 1942 г. из довоенного ассортимента, включавшего 72 ви-

да смазочных масел и смазок, было решено оставить 35 наименований. За 1943 г. Красная Армия израсходовала ГСМ на 22,5% больше, чем в 1942 г. В ходе летнего наступления она получила высокооктанового авиабензина в 2,5 раза больше, чем в ходе Сталинградской операции.

Удивительно, но поиски нефти и газа в Западной Сибири не прекращались даже в разгар Великой Отечественной войны. 17 февраля 1944 г. был издан приказ Народного комиссариата нефтяной промышленности и Комитета по делам геологии при СНК СССР, подписанный заместителем наркома Н.К. Байбаковым и председателем Комитета И.И. Малышевым. Приказ обязывал закончить работы по научному обобщению геологических материалов по нефтегазности Западной Сибири к 1 июня 1944 г.

Неимоверными усилиями мы смогли отстоять независимость Родины! Этому в значительной мере способствовала *система управления и планирования народного хозяйства, в том числе минерально-сырьевой базы*. Мы сейчас скромно умалчиваем о главном факторе наших побед – огромной организующей роли КПСС, Советского правительства, о чем напоминает Николай Константинович. Именно эти факторы, помноженные на энтузиазм нашего народа, позволили подготовить экономическую платформу к началу Великой Отечественной войны, выстоять войну и восстановить народное хозяйство после Великой Победы. Я думаю, что замалчивая это, мы совершаем ошибку в истории России!

Эта «скромность» вполне объяснима: двадцать лет Россия «топчется» на месте и не может выйти из тупика, в который нас бросили ельцинские инициативы рыночных отношений, безответственность руководства и неумение создать стратегию развития страны и, в частности, стратегию исследования недр, так необходимую для перспективного планирования развития экономики.

Подводя итог сделанному нефтяниками страны в тяжелые годы войны, Н.К. Байбаков констатирует: «С чувством законной гордости можно отметить, что действующая армия ни на одном этапе не знала трудностей с нефтепродуктами, и даже в особо сложные первые годы войны, несмотря на ущерб, нанесенный временной потерей украинских, кубанских и частично грозненских промыслов, несмотря на демонтаж и эвакуацию ряда нефтеперерабатывающих заводов на Восток и уничтожение почти половины нефтебаз, все требования фронта оперативно удовлетворялись».

9 февраля 1946 г. на предвыборном собрании избирателей Сталинского избирательного

округа Москвы перед избирателями с речью выступил И.В. Сталин. В своей речи он коснулся планов на будущее: «...Что касается планов на более длительный период, то партия намерена организовать новый мощный подъем народного хозяйства, который дал бы нам возможность поднять уровень нашей промышленности, например, втрое по сравнению с довоенным уровнем. Нам нужно добиться того, чтобы наша промышленность могла производить ежегодно до 50 миллионов тонн чугуна, 60 миллионов тонн стали, до 500 миллионов тонн угля, до 60 миллионов тонн нефти. Только при этом условии можно считать, что наша Родина будет гарантирована от всяких случайностей. На это уйдет, пожалуй, три новых пятилетки, если не больше...».

Основная задача четвертого пятилетнего плана заключалась в том, чтобы «восстановить пострадавшие районы, восстановить довоенный уровень промышленности и сельского хозяйства, и затем превзойти тот уровень в значительных размерах».

Но самым удивительным было то, что Центральный Комитет партии и Совет Министров СССР приняли 6 августа 1947 г. важное решение: поручить Госплану СССР составить Генеральный план развития народного хозяйства страны, рассчитанный на 20 лет, экономическую программу, равной которой еще не знала история социалистического строительства.

В 1947 г. Государственная плановая комиссия пересмотрела структуру Института экономики, изменив ее в соответствии с новыми задачами, а в сентябре 1948 г. была разработана программа проведения ряда конференций по изучению производительных сил экономических районов страны – Северо-Запада, Центрально-Черноземной полосы, Кузбасса, Восточной Сибири, Казахстана и Дальнего Востока.

Мощный и сложный организм, призванный осуществить небывалую по масштабам работу по планированию экономического развития страны, был создан и начал действовать.

Невероятное напряжение сил советского народа позволило Советскому Союзу в кратчайшие сроки восстановить свою индустриальную мощь. По объемам продукции промышленность уже к концу 1946 г. вышла на довоенный уровень. В 1948 г. он был превзойден на 18%, а в 1950 г. – на 73%.

Восстановление народного хозяйства в целом было завершено к концу 50-х годов. К этому времени в промышленности произошли серьезные структурные изменения: ускоренно развивались производства, обеспечивающие научно-технический прогресс, появились качественно новые отрасли – атомная энергетика,

аэрокосмическая, лазерная, искусственных алмазов, синтетических материалов, особо чистых металлов и т.п.

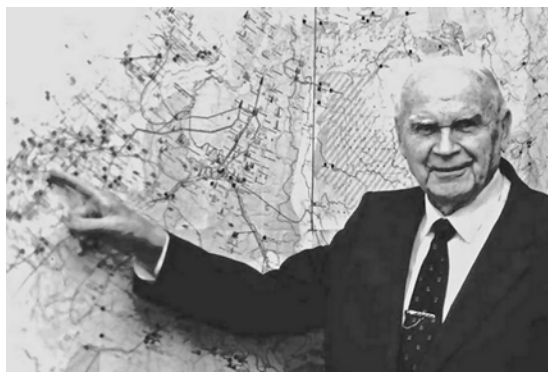
Именно Н.К. Байбаков в хрущевские времена возвысил голос против непродуманных, скоропалительных мер по реорганизации народного хозяйства по территориальному признаку, за что был выслан из Москвы и назначен председателем Краснодарского Совнархоза.

В восстановлении народного хозяйства особая роль принадлежала нефти и газу. Открытие «березовского» газа предельно повысило веру в ранее только предполагаемую перспективность Западно-Сибирской провинции, оно способствовало резкому увеличению объемов геологоразведочных работ, укреплению кадрового состава, лучшему обеспечению геологических партий и буровых бригад техникой, оборудованием, благоприятно сказалось на внедрении новых методов в геофизике — геологи стали «оживать»!

Большую роль в этом сыграла записка министра Н.К. Байбакова от 15 декабря 1953 г. об увеличении объемов работ в Березовском районе: «В связи с получением газодляного фонтана на Березовской площади предлагаю увеличить на 1954 год объем геолого-поисковых и геофизических работ в северо-западной части Западно-Сибирской низменности, и в частности на Березовской площади, предусмотрев проведение на этой площади геолого-съёмочных и геофизических работ, а также структурного и разведочного бурения».

На Госплане СССР и его председателе лежала огромная ответственность за разработку стратегических проблем развития народного хозяйства, в частности, минерально-сырьевых, чему способствовали тщательно проработанные многочисленные постановления правительства по развитию регионов (Западно-Сибирского, Тимано-Печорского, Прикаспийского, Дальнего Востока), видов минерального сырья (нефти и газа, урана, цветных металлов, золота и т.п.). Эти определяющие документы становились директивными заданиями со строгими сроками исполнения. Плановое хозяйство при бытующем скептическом отношении к нему «перестройщиков», его система обеспечили восстановление народного хозяйства, а роль в этом Н.К. Байбакова была действительно выдающейся.

Успехи в изучении геологического строения страны и ее регионов, достижения науки, широкое развитие поисковых и разведочных работ позволили создать мощную минерально-сырьевую базу, обеспечивающую потребности народного хозяйства в различных видах полезных ископаемых. Такая обширная программа



исследований и геологических открытий была под силу государству, озабоченному длительной перспективой своего развития.

Возникает вопрос: а сегодня это есть? Нет! Потому, что к руководству пришли люди, плохо знающие жизнь своего народа, профессионально ущербные, которых мало интересует стратегия развития государства. И пока мы не изживем эту болезнь «перестройки», она будет уродовать здравый смысл развития Отечества. Вот тут-то и нужны «Байбаковы» — энтузиасты, бесребренники, люди, уважающие свой народ и озабоченные судьбой страны.

Не каждому везет повстречаться с человеком, которого потом боготворишь всю оставшуюся жизнь. Я много слышал о Николае Константиновиче Байбакове, работая на Дальнем Востоке, следил за его обстоятельными выступлениями по проблемам развития экономики страны. В них были глубокий анализ опытного производственника-государственника, прогнозы ученого и мысли человека Дела.

Промелькнули годы. Листаю его воспоминания «От Сталина до Ельцина» и думаю — надо обладать большой моральной стойкостью, чтобы сказать правду о прошедших временах объективно и емко, сказать, что И.В. Сталин был действительно мудрым человеком, великим государственным деятелем; Хрущев — «пустоватым мужиком», а Горбачев — «ошибкой истории».

Н.К. Байбаков прошел прекрасную школу жизни — школу труда и упорства. Можно говорить о том, что ему повезло! Но в чем? Он своим трудолюбием доказал приверженность молодой Стране Советов, рос вместе с ней и все сделал, чтобы она процветала, а вехи страны определяли и его участие в великом созидании.

А на вопрос, что он сделал, статистика отвечает сухими цифрами. За период его работы только на последней должности Председателя Госплана СССР, которую он занимал двадцать лет, национальный доход страны вырос в 3,8 раза; объем промышленного производства — в 4,1 раза; сельскохозяйственного — в 1,8 раза; капиталовложений — в 4,1 раза; основные про-

изводственные показатели выросли в 6,8 раза; реальные доходы – в 2,6 раза; внешняя торговля – в 4,7 раза; почти в три раза увеличилось производство товаров народного потребления.

Из всех усилий советского периода по развитию народного хозяйства следует сделать главный вывод: каждодневная жизнь, перспектива развития Государства была подчинена Закону о государственном плане. Он являлся тем механизмом, который формировал и реализовал все директивные документы и практические шаги по его реализации. Н.К. Байбаков, как и его предшественники, был стержнем организации этой работы в период проработки проблем и планов и главным контролером реализации этого закона. Постоянно функционирующий переговорный процесс, где обсуждался и принимался Закон о государственном плане, создавал «жесткие правила игры» для всех систем управления.

Было бы несправедливым считать, что все было гладко. К середине 60-х годов, несмотря на видимые улучшения показателей развития народного хозяйства за годы прошедшей пятилетки (1959–1965 гг.), количественные показатели ухудшились. На Пленуме ЦК КПСС 27 сентября 1965 г. Председатель Совмина А.Н. Косыгин выступил с обстоятельным докладом с предложениями по хозяйственной реформе. В общем виде его предложения сводились к следующему: усилить свободу действий предприятий; заинтересовать работника не только от индивидуальной деятельности, но и всего предприятия; вернуться от территориального к отраслевому принципу управления промышленностью. Но, в дальнейшем, появились «препятствия», вопрос стал о свертывании реформ и их несвоевременности.

Какие выводы отсюда можно сделать? Во-первых, крупные основополагающие реформы не могут проводиться без глубокой заинтересованности верховной власти. Во-вторых, успех реформ невозможен без заинтересованности аппарата в центре и на местах. В-третьих, в ходе реализации реформ появляется множество проблем, которые следует решать, добиваясь достижения первоначального (стратегического) предназначения целей реформ и этому должна быть подчинена вся сеть административного влияния.

Не зря многие страны, в первую очередь Китай, опираясь на советскую модель планирования, вырвался вперед на мировой сцене экономического развития.

Отсутствие продуманной координации и стратегического планирования развития России является одной из явных причин несбалансированности ее экономики, медленных темпов



развития, в основе чего лежит пренебрежение опытом Советского Союза.

Кстати, как считает китайское руководство, без системной политической реформы экономические перемены в КНР были бы невозможны – ведь Дэн Сяопин считал «перемену в мыслях» главным условием успеха не только экономических, но любых других преобразований. Именно это Николай Константинович многократно подчеркивал в своих выступлениях, частных беседах и книгах. Пренебрежение опытом прошлого он считал одной из главных ошибок периода «перестройки».

Опыт – великое дело! И нам следует вспомнить то прошлое, что подняло страну до уровня мировой державы! Понять, а не пренебрегать!

Судьба сохранила Н.К. Байбакову в его зрелые годы ясный ум. Для него была характерна великая государственность, забота об Отчизне, ее экономике. Ему претила непродуманность «реформ», голословные заявления государственных деятелей, простецкий, если не сказать преступный подход к реформированию экономики. Он и прежде видел, что экономику СССР надо реформировать, осознавал необходимость перемен, но то, что произошло, он душевно не воспринимал не только по сути, но и по предназначению. Он видел, что происходит не только подмена понятий, но и подмена целей: народ нищает, а небольшая кучка бойких «бизнесменов» жиреет, попирая свою ответственность перед народом и Отечеством.

Я преклоняюсь перед этим удивительным человеком! После ухода на пенсию Николай Константинович регулярно приезжал в Институт нефти и газа РАН, а бывая довольно часто у него, мы обращались, естественно, к проблемам развития государства, поднимали вопросы не только ради того, чтобы поднять, но и публично заявить о болевых точках нашей экономики.

Исследования убеждают, что в XX в. Россия трижды сползала в глубокий упадок. Дважды хозяйство страны подвергалось разрушению в результате тяжелых войн. Первый раз экономика пострадала от ударов, нанесенных ей сначала Первой мировой, а затем Гражданской

войнами и иностранной интервенцией. Второй раз потери народного хозяйства были вызваны гитлеровским нашествием на Советский Союз. Оба раза советский народ героическими усилиями залечивал тяжелые раны в кратчайшие сроки. И только начатая в мирные 90-е годы война захватившего власть капитала с народом не дает подняться России с колен уже почти два десятилетия.

Возникает, естественно, вопрос: в чем же дело, что нас привело к столь печальному положению? Этот вопрос мучил Николая Константиновича и не его одного.

В адрес Президента страны были направлены письма бывших членов правительства СССР и крупных специалистов (Н.К. Байбаков, Е.А. Козловский, С.В. Колпаков, М.И. Щадов, М.С. Зотов), в которых приводился анализ происходящих событий в экономике страны и излагались предложения. Так появились письма в Совет Безопасности РФ «О минерально-сырьевой безопасности России» (12.02.2008), «О коэффициенте извлечения нефти», «О необходимости укрепления и развития банковской системы» и др.

К сожалению, реакции руководства страны на эти обстоятельные документы не последовало. И это не только обидело лично Н.К. Байбакова и других, подготовивших указанные документы, но и показало пренебрежение нынешнего руководства к опыту прошлого, опыту, который поднял и возвысил СССР в глазах мировой общественности и осветил затаенную злобу, приведшую к развалу некогда одной из сильнейших стран мира!

Николая Константиновича всегда отличали видение будущего, смелая постановка новых трудных задач и чувство личной ответственности за их решение. В канун развала советской энергетики он первый публично заговорил о том, что решить совокупность возникших в экономике проблем и противоречий для поддержания достигнутого высокого уровня развития энергетики и дальнейшего движения вперед традиционными методами будет невозможно и предложил новые подходы, конкретную программу действий. В адрес руководства страны была направлена записка, где детально излагались меры по выводу отраслей ТЭК из кризисного состояния.

Краеугольным камнем деятельности Н.К. Байбакова была высокая требовательность к себе и сотрудникам, глубокая преданность делу и четкость исполнения выработанных решений.

Это то, чего в нынешнем развитии страны практически нет. И это разлагает нашу страну, снимает ответственность с, казалось бы, ответственных должностных лиц, упрощает понима-

ние Дела и не дает стране нормально развиваться. У него постоянно возникали стратегические вопросы: какую страну мы строим, какие принципы заложены в её построение, в чем заключается их политическая и экономическая суть? Опыт гениального государственника Н.К. Байбакова даёт ответ, указывает на главное: имей идею, служи ей честно и будь профессионально подготовлен.

Н.К. Байбаков глубоко осознавал, что без тщательной проработки минерально-сырьевых перспектив трудно осваивать новые регионы страны и поддержал предложения геологов о создании горнопромышленных комплексов в Восточной Сибири, на дальнем Востоке, в районе зоны БАМа. По его инициативе к проработке этих проблем были привлечены многие ученые и организации, проводились научно-практические конференции в Госплане СССР и на местах, появились схемы территориально-производственного районирования.

Вдумываясь в перспективу развития страны на новом этапе, он говорит: «Перед Россией встала практическая задача смены парадигмы развития. Нужен диалог власти, бизнеса, здоровых сил общества и координация действий. Нужны новые стратегические подходы и конкретные проекты «перемен». Нужна Новая Национальная Энергетическая доктрина на XXI век. Нужна политическая воля высшего руководства страны – поддержать общественное мнение и совместно инициировать «перемены». Эту историческую действительность надо признать всем».

На всех государственных постах Н.К. Байбаков проявлял свои лучшие качества: обширные знания, колоссальный опыт, организаторские способности, твердость в достижении поставленной цели.

Доктор технических наук Н.К. Байбаков совместно с учеными и специалистами научно обосновал необходимость коренной перестройки энергетического баланса страны за счет резкого повышения в нем удельного веса нефти и газа, что дало народному хозяйству значительный эффект в экономии капитальных вложений, минимизировало издержки производства, оптимизировало использование материальных и трудовых ресурсов.

Ему принадлежит видная роль в создании и развитии отечественной газовой промышленности. При непосредственном участии Н.К. Байбакова научно обоснованы новые методы разработки уникальных газовых месторождений Западной Сибири, Средней Азии, Республики Коми, Оренбургской области и др., а также транспортировки газа на большие расстояния

с использованием магистральных газопроводов больших диаметров и высокого давления.

У него была и еще одна замечательная черта – он верил людям! К нему тянулись изобретатели, творцы, ученые... Они понимали, как мне кажется, что он в последние годы жизни не мог им помочь, но они шли с надеждой: он их выслушает и посоветует. Это принцип его жизни – уважать мнение других. Николай Константинович был очень душевным человеком. Он всегда откликался на разные просьбы людей. И откликаясь, он старался оказать посильную помощь тем, кто в ней нуждался.

Он обладал удивительной работоспособностью, уникальной памятью, мог часами рассказывать, называя имена, фамилии и даже особенности тех проблем, которые приходилось решать с теми или иными специалистами.

Признаюсь, я искренне любил этого мудрого человека, специалиста высокой эрудиции и огромной душевности. Вот бы кого надо возвысить как символ преданности Родине и высокой государственной мысли! Он был всегда выдержан, аналитически мыслящий, умеющий изложить результаты дискуссий логично и последовательно, продуманно, сделать выводы критические и конструктивные.

Я верю, что наступят времена, когда именно такие люди как Н.К. Байбаков, обладающие его высокими качествами государственника и мыслителя, станут путеводной звездой к восстановлению величия Родины.

В 1984 г. в Москве проходила XXVII сессия Международного геологического конгресса, на котором присутствовали 5239 делегатов из 106 стран.

Естественно, что проведению этого геологического форума предшествовала большая рабо-

та по разработке научной программы проведения сессии международного конгресса. После долгих споров мы решили вынести на геологический форум следующие вопросы:

– мировое минерально-сырьевое обеспечение планеты ресурсами;

– глубинное исследование недр и сверхглубокое бурение – как система углубленного изучения запасов полезных ископаемых нашей планеты;

– геологические и экологические вопросы, посвященные в значительной степени научно-техническому прогрессу и проблемам охраны окружающей среды для всех.

Этот подбор вопросов оказался для всех участников форума корректным.

Мы провели 89 геологических экскурсий по территории СССР с различным геологическим строением. Плюс к этому для лучшего информационного восприятия о геологии и экологии мы создали в Крыму специальный экологический центр и разработали рабочую экологическую карту, которая дала возможность следить за экологической средой Крыма на протяжении ряда лет его развития.

Как нам показалось, и это подтверждено откликами геологических предприятий мира, наш план деятельности сессии международного геологического конгресса полностью отвечал потребности стран. К сожалению, последующие политические процессы, нарушившие равновесие в мире, повлекли за собой различные катаклизмы.

Во всех мероприятиях, связанных с успешным проведением XXVII сессии Международного геологического конгресса, непосредственное участие принимал Николай Константинович Байбаков, за что я ему искренне благодарен. **■**

E.A. Kozlovsky, Doctor of Technical Sciences, Professor, Vice President of the Russian Academy of Natural Sciences, Member of the Supreme Mining Council of Russia, Honorary President of the Association of Geological Organizations, Chief Engineer, Head of the Komsomol Order of the Red Banner of Labor Expedition (1956–1965), Head of the Technical Department of the Ministry of Geology of the RSFSR (1965–1973), Director of the All-Union Research Institute of the Economics of Mineral Resources and Geological Exploration (VIEMS) of the USSR Ministry of Geology and the USSR Academy of Sciences (1973–1974), Deputy Minister of Geology of the USSR (1974–1975), Minister of Geology of the USSR (1975–1989), President of the XXVII International Geological Congress (Moscow, 1984)

Nikolay Baybakov - Statesman, Outstanding Oilman and Economist

Abstract. This year marks the 110th anniversary of the birth of the Soviet statesman, Hero of Socialist Labor (1981), Lenin Prize laureate (1963), outstanding leader of the oil industry, Chairman of the USSR State Planning Committee, Deputy Chairman of the Council of Ministers of the USSR Nikolai Konstantinovich Baybakov. With memories of him, reflections on the history of the formation of the national economy, E.A. Kozlovsky, Soviet and Russian geologist, Minister of Geology of the USSR in 1975–1989.



A.E. Vorobiev
Doctor of Technical Sciences
Professor
RUDN University¹
Chief Researcher
fogel_al@mail.ru



Aisha-Matenin Traore
University of Rouen Normandy²
Environmental Consultant
scolarite.sciencesmad@univ-rouen.fr

Reclamation Experience and Peculiarities of Dumps and Tailings Processing Uranium Mines in France

¹6 Miklouho-Maclay street, Moscow, 117198, Russia.

²1 Rue Thomas Becket, 76821, Mont-Saint-Aignan cedex, Rouen, France.

Abstract. The article presents the practical experience of reclamation and the peculiarities of processing waste dumps and tailings of uranium mines in France. The main areas of uranium deposits in France and their genotype are shown. The development of uranium deposits in France is described. The features of reclamation of dumps and tailing dumps are detailed, with the allocation of purification of mine waters from uranium and radium. It is shown how the mineral and chemical compositions of the tailings sands are formed, which determine the features of the technologies for their subsequent recycling.

Keywords: France; uranium mines; dumps and tailings; sands; formation; monitoring; reclamation and recycling

At one time, large-scale geological exploration for uranium in France quickly led to the discovery of large uranium deposits here: in 1928 the Scarp deposit was explored (the mine was closed in 1990), and then in 1948 - the "Henriette" and "LaCrouzille" (in the Limousin region, 20 km north of Limoges), which was followed by the discovery in 1954 of the Bois-Noir deposits (in Mont-du-Faure), and then - Herault.

As a result of generalization of the obtained geological data on the territory of France, the 4th region of uranium ore placement was identified [9]:

a) Limousin area: there were several mines in operation: Henrietta, La Signe, Le Brugo, Margnac and Villars. They mainly mined ore based on the uraninite mineral (which has a high density and has a black color), sometimes ore ores with a UO_2 content of 2-10%, and uranium phosphates (otenite and torbernite). Almost all of the ore mined from these deposits was processed at the hydrometallurgical plant (HMP) in Bessin-sur-Hartamp.

b) Vendée region: where, in contrast to the Limousin region, the explored deposits, as a rule, were powerful, but with low uranium contents. Within this region, uranium ore was mined at 3 deposits - L'Ecarpières (near Clisson), La Chapelle-Largeau and Les Herbier.

c) The area of the Saone-et-Loire department: 2 uranium deposits were explored here: in La Fe (not far from Grury) and Bozo. The bulk of the uranium ore (with a rather low uranium content) of these deposits was uraninite mineralization. An enrichment plant operated in the city of Jenyon.

d) Puy-de-Dome area: the presence of uranium ores in the form of separate ore occurrences in this area was discovered a long time ago. However, the development in Lasho was almost immediately stopped, although in some cases, such as, for example, the development of the Bois-Noir field (25 km from Vichy), it was carried out for quite a long time.

As a result, about 30 uranium deposits were explored in France (**fig. 1**), with a total resources of 23.76 thousand tons of uranium, which were concentrated in the zone of the Hercynian uplifts.

It was found that in France, uranium ores of exogenous stratiform deposits occur in the Cenozoic (Coutras, La Bes, Saint-Pierre-du-Cantal, etc.) and Permian (Lodeve) deposits of the sedimentary cover [7]. Moreover, in the Lodeve ore region (Herault department), the uranium-bitumen deposits Mac-d'Alari and Mac-Laver were associated with paleo-channel and lagoon sediments, and were represented by pitchblende, coffinite and uraninite mineralizations. The uranium content in them reached 2-3%.

At the Saint-Pierre-du-Cantal deposit, uranium mineralization, represented by otenite and franswillite, was confined to clay-sandy Oligocene deposits, significantly enriched in plant material. Here the uranium content was 0.1%. Deposits in metamorphic rocks developed among sedimentary strata (Bertolen, in the department of Aveyron) and at the contact with granitoids (Le Bondon, in the department of Lozere) were of the least industrial interest.

At the same time, about 60% of all mineral resources of uranium in France were concluded in hydrothermal deposits in the form of vein and vein-disseminated ores in the Limousin regions (approximately 50% of the confirmed resources), Morvan, Foret-Madeleine in the Central French massif and in the Vendée regions in Armorican massif, Brittany, Alsace and, to a lesser extent, Aquitaine and the Alps. So, the most significant uranium deposits were located in the departments of Vendee (La Commandery, L'Ecarpieu, Chardon, etc.), Upper Vienne (Belzan, Bonnac, Guzon, Le Bernardon, Le Brujot, Marnac, Montulat, Fane, Fres -Gors, etc.) and Loser (Villeret, Le-Pierre-Plante, Celler, etc.).

Among all the explored uranium deposits in France, the largest was the Le Bernardon deposit (located in Limousin), represented by steeply dipping ore bodies of irregular shape, traced to a depth of 400 m, with a thickness of 1-30 m. Here, the explored uranium reserves amounted to 5.9 thousand tons (of which 1.9 thousand tons were in the contours of open pit mining). At the Bois Noir deposit, located in the Forez region, uranium reserves down to a depth of 200 m were 4 thousand tons. The Brujot and Marnac (in Limousine) and Ecarpière (in Vendée) deposits also had uranium reserves of about a thousand tons.

As a result of their industrial development, in 1949 the production of uranium in France on its territory amounted to 75 tons, and by 1958-1823 tons of uranium.

These and other uranium deposits were developed by the mining companies Crouzille (in the Limousin region), Vendée (in the west of France), and Forez and Hérault, under the general management of the Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA). Thus, the industrial exploitation of uranium deposits (43 open pits and 25 large mines, and there were 210 uranium mines of various productivity in total) in France lasted for almost 50 years (during this period, 52.5 million tons of uranium-containing ore and 200 million tons of enclosing rocks, from which about 76,000 tons of uranium were obtained by hydrometallurgy and heap leaching).

For example, open pit mining in France was carried out at the Brujot and Bois-Noir deposits, which

directly expose the surface, as well as Lodeuve (*fig. 2*).

At the Brujot uranium deposit, open pit mining was carried out in a mountain range heavily disturbed by faults and crumple zones. Here uranium mineralization (tar) was confined to the main cracks and in the form of blacks was dispersed in nearby cracks, forming various industrial accumulations with highly variable contours. Open-pit works in this quarry were projected down to a horizon of -65 m, and already below the development of the deposit was carried out by an underground (mine) method. As a result, the total volume of excavation at the Brujot open pit amounted to 7.8 million tons of rock mass (including 1 million tons of ore containing 1000 tons of uranium).

Between 1948 and 1995, Areva was involved in open pit mining at the Bessines uranium deposit (*fig. 3*) in the Limousin region. During the same period, the development (by open and underground methods) of uranium deposits, where 12870406 tons of ore with an average grade of 1.81% were mined (of which 23324 tons of uranium were obtained), was managed by the Mining Department of La Cruzile.

Until 1984, Areva's subsidiary was developing uranium deposits at 42 mines in Brittany (*fig. 4*), where 1,112 thousand tons of ore was mined, with a uranium content of 4 kg per 1 ton.

After its heyday in the 1980s (1988 turned out to be the most record year, when 3420 tons of uranium were extracted from the French uranium deposits proper, which at that time amounted to almost 5.6% of world production, in aggregate, estimated at 61,000 tons), economic constraints and depleted deposits put an end to uranium mining in France in the 1990s. Thus, the last uranium mine and quarry of Juac (Bernardin in Haute Vienne), whose ore contained 0.55% U, was closed in 2001.

Upon completion of operation, all mining enterprises (quarries, mines and mines) were subject to mandatory recultivation (*fig. 5*), with a mining and biological stage for dumps (*fig. 6*).

Approximately about 2 million tons of waste rock from mining production (out of 200 million tons extracted from the bowels of uranium mines in France) were used in the public sector: under roads, motocross tracks and parking lots, in urban and rural alleys, under entertainment centers, in gardens, farms, embankments, at the bottom of ponds, etc. Another 600 thousand tons of extracted rocks from uranium mines were lost and dispersed in the environment.

In addition to the reclamation of accumulated dumps of uranium mines, it was necessary to carry out constant monitoring and purification of mine (mine and quarry) waters.

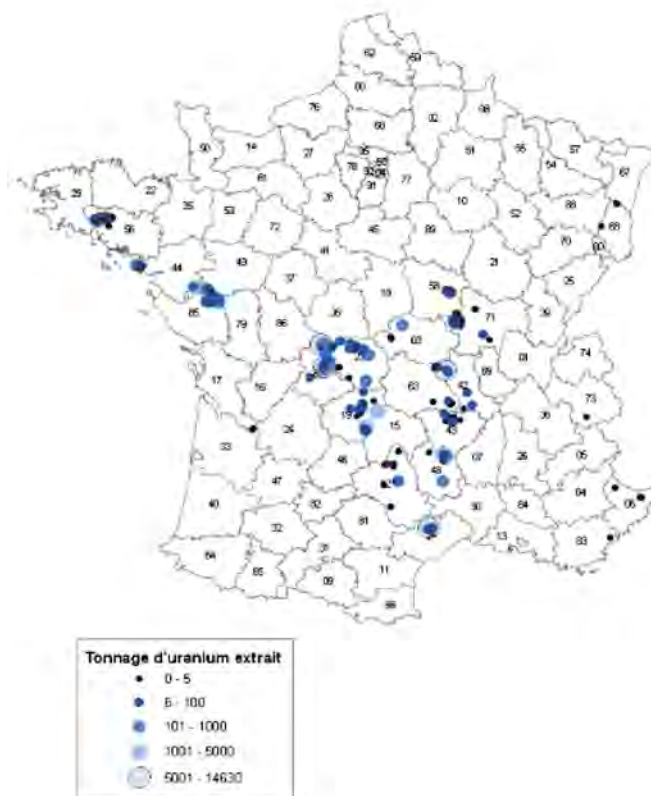


Fig. 1. Location of uranium mining enterprises in France depending on their tonnage [10]

Currently, the Fanay and Augères uranium mines are located in the hilly and forested area of the Ambazak Mountains, 3 km north to south and 2.5 km east to west of Razes. These mines include 17 fairly long underground workings, interconnected by technological tunnels.

Fig. 2. Development of the uranium deposit Lodeuv





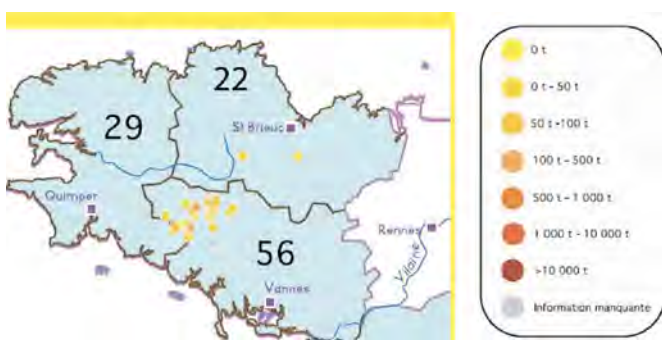
Fig. 3.
Bessines uranium mine (France, 1978)

In Marnjak, uranium mines (including 10 underground workings, also connected by technological tunnels) are located within a perimeter that runs 3 km east-west and 3.5 km north-south of Razes and 1 km north east of Comprenac.

The Augères water treatment plant treats the incoming mine water collected from 70 km of underground mine workings of the mothballed Fanay and Augères uranium mines. The basin for collecting mine water is located in the valley slightly below the level of the river to avoid possible overflow into it. From there, the mine water is pumped to a water treatment plant located in front of several sedimentation tanks.

It should be noted that, before purification, mine water from the storage pond has a uranium content of 100 to 150 µg/l and about 0.7 Bq/l of radium. Areva NC uses a physicochemical process based on the addition of $Al_2(SO_4)_3$ and $BaCl_2$ salts to treat mine water. In this case, aluminum sulfate causes the precipitation of uranium, and barium chloride - radium. Chemically, this process is the coprecipitation of uranium with a precipitate of iron hydroxide ($AlOOH, Fe(OH)_3$). As a result, the treated mine water leaving the water treatment plant contains uranium from 30 to 70 µg/l and radium about 0.05 Bq/l. Thus, at present, about 20% of the initial

Fig. 4.
Layout of uranium mines in Brittany and tonnage of their production



pollution of U and Ra still ends up in the environment (hydrosphere).

The Puy de l'Age uranium quarry is located 4.5 km southeast of the Bessines tailing dump, on the northern side of the mountainous and steep forested region of Bois des Echelles. It is currently an artificial lake (with a maximum depth of 25 m) surrounded by meadows and leased to the fishermen's association "Le Martin Pêcheur" for the development of fly fishing.

Here, the water is treated on site using a physicochemical process that is not much different from the process used at the Augères and Peny mines. In this process, water with a high iron salt content is first mixed with slaked lime ($Ca(OH)_2$) to achieve a pH value of about 9.5, causing the iron to precipitate as iron hydroxide $Fe(OH)_3$. This leads to the coprecipitation of uranium. Both complexes formed (Fe and U) precipitate rather quickly. $BaCl_2$ is added to precipitate Ra-226. Before being released into the lake, the purified water passes through 2 settling ponds. The cleaning volume is 100 m³ of water per hour. If the pit of the quarry is currently already completely filled with water, then the mined-out space of the mine is still filling (at a rate of about 15 m³/h). According to expert estimates, it will take another 10 years to complete it.

The radioactive geomass generated as a result of extraction from the subsoil or after hydrometallurgical processing of uranium ores was stored in dumps or tailing dumps. In particular, there are storage sites for radioactive mineral waste in Belzan and Montmassacro in Haute Vienne, Bertolen in Aveyron, Rauphin in the Puy-de-Dome area, Ribières in La Creuse, La Commandery, bordering the Vendee arenas, as well as Des Sèvres and Teufelsloch in the Upper Rhine and other territories.

As a result, there are currently 2 types of radioactive mineral waste from the uranium industry in France:

- heaps of host rocks and from the processing of uranium ores at HL enterprises, characterized by a rather low content (about 300-600 parts per million uranium) with an average total activity concentration of 44 Bq/g (of which about 4 Bq/g falls on radium-226). This geomass (about 20 million tons), recovered from the subsoil or obtained as a result of static leaching in HL stacks, is stored in dumps or backfills of open pits, or was used as an initial surface covering of the tailing dumps of the HMP;
- sands of hydrometallurgical processing (about 30 million tons, containing up to 1% uranium), with an average total activity concentration of 312 Bq/g (of which about 29 Bq/g falls on radium-226). These sands are stored in old quarries (sometimes with an additional dam), either in special tailing dumps,

closed by a ring dam, or behind a dam blocking the thalweg. In general, about 52 million tons of radioactive sands (technological products of uranium ore processing) are stored in all tailing dumps of the HMP in France.

In addition, in France, environmental pollution by the products of natural leaching of the mothballed mines is especially acute in Haute Vienne, on Lake Saint-Pardoux (which is used as a reservoir for recreational purposes) and in the Cruzile pond (used as a reserve to provide water to Limoges). In both cases, uranium concentrations found in bottom sediments reached values in excess of 10,000 Bq/kg for uranium-238.

In the course of the study, it was found that the concentration of radon largely depends on the topography of the storage area of radioactive geomass [5]. Thus, the highest radon concentrations are found not on the surface of dumps and tailings storage sites, but in poorly ventilated narrow valleys. At the same time, the concentration of radon in the Limousin area is often very high.

The processing of mined uranium ores in France was carried out by 8 hydrometallurgical plants, and their radioactive mineral waste (sands) was deposited in 16 long-term storage facilities (*fig. 7*).

In the period from 1958 to 1993. All uranium ore mined from nearby mines was processed at the Bessines-sur-Gartempe enrichment plant, which also received mineral raw materials from other deposits and enterprises.

The total amount of uranium ore processed here is:

- at HMP - 14,839,000 tons;
- in heap leaching (HL) stacks - 8,614,000 tons.

The initial mineralogical and chemical composition of the mined uranium ores, as a rule, determines the subsequent compositions of the rock mass of the dumps of uranium mines (quarries and mines) and sands of the tailing dumps of hydrometallurgical plants [4, 3]. It should be noted that in France, different HMPs had not only different capacities, but also directly processing of uranium ores was carried out taking into account their individual grades obtained after primary sorting, with the profiling of individual plants for a certain grade of ore, which was also reflected in the composition of the physicochemical composition and characteristics of the sands of their tailing dumps.

Thus, the hydrometallurgical plant in Guignon processed rich (ore) ores taken from various mines in France. The plants in Bessines and Ecarpières processed ore from nearby mines, and often from more detached ones. Following the closure of the Bessines hydrometallurgical plant in 1993, the remaining uranium ore was processed at the min-



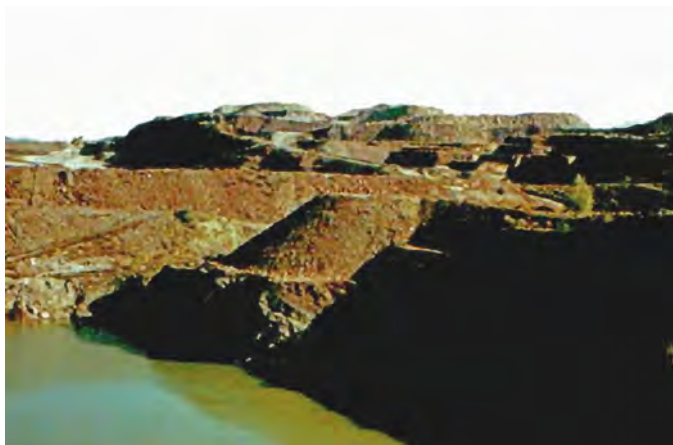
Fig. 5.
Uranium mine Bessines after closure and reclamation (France, 2018)

ing company's plant in Juac (in Bernardan). At the Bois Noire plant, low-grade ores were preliminarily beneficiated by means of radiometric separation, and then fed to flotation for concentration [7]. The resulting rich concentrates were sent for further processing at the HMP in Guenyon.

For the physicochemical properties of the sands formed, it seems important that the last 3 plants used the usual scheme of uranium leaching, including treatment with sulfuric acid solutions, ion-exchange extraction and precipitation of magnesium uranate [7]. And at the Guenyon plant, a process based on precipitation from productive solutions of an intermediate product containing a significant amount of calcium uranate was used to process rich concentrates.

In 1956 CEA opened a dedicated thorianite plant (for the production of thorium and uranium from thorianite), and in 1958 CEA began construction of a new COMURHEX reprocessing plant in Malvezi (opened in 1969), vacating the CEA center in Le Boucher, which worked since 1948, for special or additional production. After the closure of Le

Fig. 6.
Dumps of the Lodev mine (Le Bosque, Hérault) during the period of mining and technical reclamation



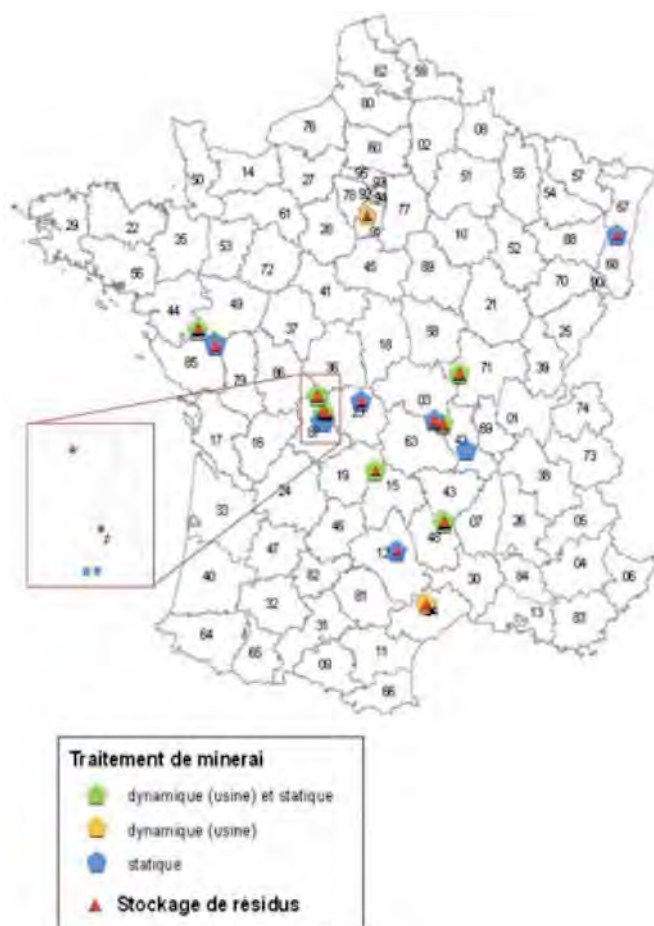


Fig. 7. Location of sites for the processing and storage of radioactive mineral waste in France

Bouchet in 1971, Malvezi became the only active refinery in France. Until 2018, approximately 50 to 75% of the uranium requirements of French nuclear power plants are generated by the processing of ore concentrate (“yellow cake”) at the Malvezi plant in France.

At these sites, not only radiological monitoring is carried out, but also measures for recultivation and reconstruction carried out by Areva NC, for example, at the Bessines tailing dump (*fig. 8*), located on a plateau, in the lower part of which the river flows. Gartempe.

All drains, filtration, drainage water, etc. from the Bessines tailings site, they are collected, identified and pumped to a processing facility. In it, the treated water passes through 2 sedimentation tanks, and then is discharged into the river. Gartempe.

In addition, HMP sands are stored in the Lavaugrasse (in the dammed valley) and Brugeaud (former quarry) tailings. These two sites have been fully reclaimed, covering the surface of the tailing dump with 2 m of waste after HF and 0.5 m of fertile soil. On their surfaces, Areva NC mows the grass

and makes sure that no trees or bushes grow on this surface, which could damage it with their roots.

Besides, the mineralogical and chemical composition of the tailing dumps’ sands is significantly influenced by the technologies adopted for their processing at the HMP. Thus, the purification (concentration) processes used in France include the production of magnesium urinate, ammonium diuranate, sodium uranate or uranyl nitrate.

Moreover, it should be noted that during leaching at the HMP, from 60 to 95% of uranium is removed from uranium ores (ie, uranium-238, uranium-234 and uranium-235) [1, 9]. However, this technology will only partially remove 2 uranium isotopes, namely uranium-238 and uranium-234. And about 100% of daughter products - from thorium-230 to polonium-210 (10 daughter products) - remain in the sands of tailings with the same radioactivity value as in untreated ore. Thus, it can be calculated that the residual radioactivity remaining in the tailings is equal to 70% (and sometimes 80%) of the initial radioactivity of the original uranium ore. At the same time, the total radioactivity of tailings usually exceeds 40,000 Bq/kg in the case of heap leaching and more than 100,000 Bq/kg in the case of sands from hydrometallurgical plants. In some cases, the radioactivity of the sands may even exceed 500,000 Bq/kg.

In addition, the sands of the tailing dumps of uranium HMPs may contain such metals and useful elements as gold, vanadium, molybdenum, yttrium, rhenium, scandium, and rare earth elements (REE). Therefore, they represent a significant potential source of these metals and elements; however, only a limited number of modern studies report on the extraction of REE from them. This is due to the fact that uranium and REEs have rather similar physical characteristics (for example, ionic radius), which leads to the incorporation of U into minerals containing REEs through lattice substitution. Conversely, significant concentrations of REEs can be found in some U-bearing ore minerals (such as uraninite [UO₂]) that eventually end up in tailings.

It is also advisable to take into account that the sands of uranium ore processing at the HMP are usually a finely dispersed mass formed as a result of soda or acid extraction of uranium from crushed ore. They consist of mineral residues and hydrated sediments (hydroxides, sulfates, carbonates, etc.).

It should be noted that the distribution of different types of sands and their composition both over the area of the tailing dump and along the section of its multi-meter strata are extremely heterogeneous. So, due to hydraulic differentiation of the pulp at tailing dumps, the mechanical composition of their sands varies down the profile from the pulp outlet zone to the central zone, which is especially

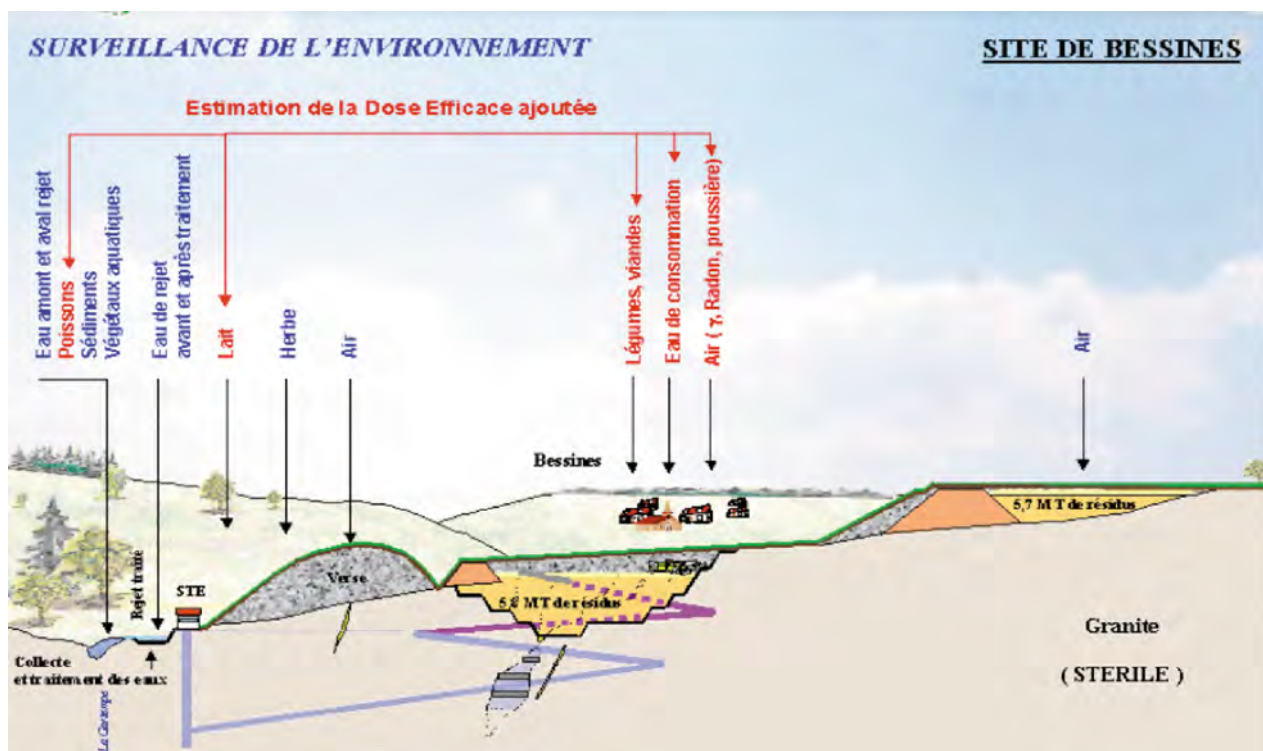


Fig. 8.
Schematic description of the Bessines tailing dump [10]

pronounced in the intermediate and central zones. As a result, in the central zone of the tailing dump, the texture of sands ranges from sandy loam to heavy loam.

All this will impose certain restrictions on the technology of their subsequent recycling [6, 8].

Taking into account long-term storage of sands in tailing dumps, relatively low (non-

industrial) content of valuable metals in them and the difficulty of technological separation of radioactive, rare and rare-earth elements, it is advisable to pass the discharged water through a layer of geochemical barriers [4]. It should be borne in mind that scandium is preferentially sorbed by ferrigalloysite, and germanium - by halloysite. Ⓜ

References

1. Vdovenkov P.M., Vorob'ev A.E., Shchelkin A.A., Romanov A.M. *Kharakteristika vykhodov dolgozhivushchikh radionuklidov iz otvalov uranodobyvaiushchikh proizvodstv s poverkhnostnymi vodami* [Characteristics of the outputs of long-lived radionuclides from the dumps of uranium mining industries with surface waters]. Proc. conf. «Resursovoiproizvodiaschie, malootkhodnye i prirodokhrannye tekhnologii osvoeniia nedr» [Resource-producing, low-waste and environmental technologies of subsoil development]. Moscow, RUDN Publ., 2002, pp. 91–92.
2. Vorob'ev A.E., Chekushina E.V., Drebenshtedt K., Chekushina T.V., Shchelkin A.A. *Geokhimiia tekhnogeneza otvalov uranovykh rudnikov kak osnova effektivnoi rekul'tivatsii i utilizatsii zaskladirovannoi gornoi massy* [Geochemistry of technogenesis of uranium mine dumps as the basis for effective reclamation and utilization of stored rock mass]. Moscow, RUDN Publ., 2010, 190 p.
3. Vorob'ev A.E., Chekushina E.V., Sinchenko A.V., Bailagasova I.L., Roman A.T., Mastonov R.A. i dr. *Rol' prirodnykh faktorov v otsenke uslovii razrabotki mestorozhdenii i rekul'tivatsii posledsvii deiatel'nosti uranovykh rudnikov* [The role of natural factors in assessing the conditions for the development of deposits and reclamation of the consequences of the activity of uranium mines]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki* [Natural and technical sciences], 2011, no. 6(56), pp. 302–306.
4. Vorob'ev A.E., Chekushina T.V. *Sposob selektivnogo skladirovaniia i khraneniia khvostov. Avtorskoe svidetel'stvo 1717818 SSSR, MPK5 E21S 41/00, BI № 9, 1992* [Method for selective storage and storage of tailings. Copyright certificate 1717818 of the USSR, MPK5 E21C 41/00, BI No. 9, 1992]. Available at: <https://goo.su/61UP> (accessed 10 June 2021).
5. Vorob'ev A.E., Chekushina T.V., Chekushina E.V., Sinchenko A.V., Roman A.T. i dr. *Prirodnoe vishchelachivanie urana i mekhanizm razrusheniia rudnykh tel i porod* [Natural leaching of uranium and the mechanism of destruction of ore bodies and rocks]. *Vestnik RUDN* [Bulletin of RUDN], 2012, no. 1, pp. 101–108.

6. Vorob'ev A.E., Iurov V.M., Portnov V.S. *Vliianie prirodnykh faktorov na gidrodinamicheskie protsessy i protsessy razrusheniia v otvalakh uranovykh rudnikov* [Influence of natural factors on hydrodynamic processes and processes of destruction in dumps of uranium mines]. *Vestnik Karagandinskogo universiteta. Seriya «Fizika»* [Bulletin of Karaganda University. Series "Physics"], 2011, no. 4(64), pp. 67–78.
7. *Poleznye iskopaemye Frantsii* [Minerals of France]. Available at: <https://france.promotour.info/minerals.php> (accessed 10 June 2021).
8. Portnov V.S., Vorob'ev A.E., Tursunbaeva A.K., Khamitova A.S., Ermek E.E., Kamarov R.K. *Vliianie prirodnykh faktorov na otvaly i kar'ery uranovykh rudnikov* [Influence of natural factors on the dumps and open pit of uranium mines]. Karaganda, KRU Publ., 2012, 148 p.
9. Ren Filipp. *Dобыча урановой руды во Франции* [Mining of uranium ore in France]. Available at: <https://fis.wikireading.ru/1956> (accessed 10 June 2021).
10. Report: Verification under article 35 of the Euratom treaty // France- uranium – FR-10/06. 2010. 81 p.

УДК 546.791:622.17

А.Е. Воробьев, д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник РУДН¹, fogel_al@mail.ruМ.И. Траоре, консультант по окружающей среде, Нормандский университет в Руане², scolarite.sciencesmad@univ-rouen.fr¹Российский университет дружбы народов, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6.²Франция, 76821, округ Руан, г. Мон-Сен-Эньян, ул. Томас Беккет, 1.

Опыт рекультивации и особенности переработки отвалов и хвостохранилищ урановых рудников во Франции

Представлен практический опыт рекультивации и особенности переработки отвалов и хвостохранилищ урановых рудников во Франции. Описана история развития на территории Франции урановой промышленности: время начала разработки урановых месторождений карьерами и рудниками, а также переработки на гидрометаллургических заводах. Дана информация о четырех геологических районах размещения урановых руд и рудопроявлений: Лимузинский, Вандейский, департаментов Сона и Лура, Пюи-де-Дома. Урановые руды были установлены в осадочных, уран-битумных, палеорусловых и лагунных осадках, глинисто-песчаных и гидротермальных отложениях, дан их генотип. В разведанных месторождениях и рудопроявлениях урановые руды представлены настурановой, коффинитовой и уранитовой минерализацией (с содержанием урана 2–3%), а также в виде растительных остатков (со значением содержания урана 0,1%), жильных и прожилково-вкрапленных руд. Суммарно во Франции было разведано около 30 урановых месторождений, с общими ресурсами урана в количестве более 23 тыс. т урана. Описана разработка урановых месторождений Франции. Детализированы особенности рекультивации отвалов и хвостохранилищ, с выделением очистки шахтных вод от урана и радия. Показано, как формируется минеральный и химический составы песков хвостохранилищ, определяющие особенности технологий их последующей вторичной переработки. В незначительных первоначальных концентрациях (в соответствии с применяемыми технологиями переработки на гидрометаллургических заводах) пески хвостохранилищ кроме основного металла – урана содержат также металлы и полезные элементы, как золото, ванадий, молибден, иттрий, рений, скандий и редкоземельные элементы. Эти элементы, в соответствии с их массой образуют в теле хвостохранилищ различные зоны.

Ключевые слова: Франция; урановые рудники; отвалы и хвостохранилища; пески; формирование; мониторинг; рекультивация и вторичная переработка.

Литература

- Вдовенков П.М., Воробьев А.Е., Щелкин А.А., Романов А.М. Характеристика выходов долгоживущих радионуклидов из отвалов уранодобывающих производств с поверхностными водами // *Материалы I Международной конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр»*. М.: РУДН. 2002. С. 91–92.
- Воробьев А.Е., Чекушина Е.В., Дребенштедт К., Чекушина Т.В., Щелкин А.А. Геохимия техногенеза отвалов урановых рудников как основа эффективной рекультивации и утилизации заскладированной горной массы. М.: РУДН. 2010. 190 с.
- Воробьев А.Е., Чекушина Е.В., Синченко А.В., Байлагасова И.Л., Роман А.Т., Мастонов Р.А. и др. Роль природных факторов в оценке условий разработки месторождений и рекультивации последствий деятельности урановых рудников // *Естественные и технические науки*. 2011. № 6(56). С. 302–306.
- Воробьев А.Е., Чекушина Т.В. Способ селективного складирования и хранения хвостов. Авторское свидетельство 1717818 СССР, МПК5 E21C 41/00, БИ № 9, 1992. Доступно на: <https://goo.su/61UP> (обращение 10.06.2021).
- Воробьев А.Е., Чекушина Т.В., Чекушина Е.В., Синченко А.В., Роман А.Т. и др. Природное выщелачивание урана и механизм разрушения рудных тел и пород // *Вестник РУДН*. 2012. № 1. С. 101–108.
- Воробьев А.Е., Юров В.М., Портнов В.С. Влияние природных факторов на гидродинамические процессы и процессы разрушения в отвалах урановых рудников // *Вестник Карагандинского университета. Серия «Физика»*. 2011. № 4(64). С. 67–78.
- Полезные ископаемые Франции. Доступно на: <https://france.promotour.info/minerals.php> (обращение 10.06.2021).
- Портнов В.С., Воробьев А.Е., Турсунбаева А.К., Хамитова А.С., Ермек Е.Е., Камаров Р.К. Влияние природных факторов на отвалы и карьеры урановых рудников. Караганда: КРУ. 2012. 148 с.
- Рэн Филипп. Добыча урановой руды во Франции. Доступно на: <https://fis.wikireading.ru/1956> (обращение 10.06.2021).
- Report: Verification under article 35 of the Euratom treaty // France- uranium – FR-10/06. 2010. 81 p.



Н.И. Ломака
ПАО «Михайловский ГОК»¹
главный геолог
N_Lomaka@mgok.ru



Р.И. Исмагилов
УК «Металлоинвест»²
директор горного дивизиона
r.ismagilov@metalloinvest.com



Е.Г. Панова
д-р геол.-мин. наук
Санкт-Петербургский государственный университет
геологический факультет³
кафедра геохимии
профессор
Геологический центр СПбГУ⁴
ведущий научный сотрудник
e.panova@spbu.ru



С.Ю. Енгальчев
канд. геол.-мин. наук
Геологический центр СПбГУ⁴
ведущий научный сотрудник
sleng2005@mail.ru

Оценка перспектив попутной золотоносности продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на примере Михайловского месторождения (КМА)

¹Россия, 307170, Курская область, г. Железногорск, ул. Ленина, 21.

²Россия, 121609, Москва, Рублевское шоссе, 28.

³Россия, 199034, Санкт-Петербург, Университетская набережная, 7/9.

⁴Россия, 199155, Санкт-Петербург, ул. Одоевского, 24, корп. 1.

Цель настоящей работы – оценка перспектив попутной золотоносности продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на Веретенинской железорудной залежи Михайловского месторождения для выявления возможности попутного извлечения золота. В результате выполненного анализа имеющихся фондовых и литературных материалов, а также проведенных исследований авторы делают вывод о том, что попутно извлекать благородные металлы из продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на Михайловском месторождении не представляется возможным

Ключевые слова: Михайловское месторождение; железистые кварциты; попутная золотоносность; благородные металлы; металлы платиновой группы

Обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и попутных элементов прописано в Законе РФ «О недрах» и методических рекомендациях ГКЗ [5, 12]. Особо остро этот вопрос стоит в отношении стратегических металлов, таких как золото и платиноиды. При этом извлечение попутных продуктов может оказаться рентабельным, т.к. основной объем породы извлечен из недр и раздроблен. С точки зрения геохимии, каждое крупное месторождение является комплексным и содержит попутные компоненты, которые после извлечения главного, промышленно важного, компонента в той или иной форме поступают в отвалы и хвосты. Подсчет запасов попутных компонентов не всегда выполним, а контуры рудных тел и запасы рассчитываются обычно по основному компоненту. Проблема комплексной и глубокой переработки минерального сырья является одной из важнейших, но к настоящему времени еще слабо разработана.

При эксплуатации месторождений-гигантов, таких как КМА, объемы отходов обогащения, накопленных за десятки лет, огромны. В целом они рассматриваются как новый тип рудных объектов – техногенные месторождения. Обычно в отвалах накапливаются недоизвлеченный полезный компонент и попутчики, которые сопровождали полезные компоненты в рудах и не были извлечены в ходе их обогащения.

При этом в зонах складирования отходов происходят физико-химические процессы, в результате которых возникают новые минеральные фазы, меняются формы нахождения химических элементов, которые могут переходить в подвижное состояние и мигрировать из хвостового хозяйства в окружающую среду.

Ввиду истощения запасов богатых руд благородных металлов, актуальным становится использование нетрадиционных источников, включая техногенные объекты. Совершенствование лабораторно-аналитической базы позволяет регистрировать все более низкие содержания химических элементов, что делает возможным осуществлять глубокую переработку руды и комплексное попутное извлечение металлов.

Существует некоторая дистанция между необходимостью комплексной оценки объектов, возможностью корректного ее проведения и объективной оценкой реальной ситуации с учетом продвигающейся отработки объекта. Попробуем провести всестороннюю оценку попутной золотоносности продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на примере Веретенинской залежи Михайловского месторождения для выявления воз-

можности попутного извлечения золота и металлов платиновой группы (МПГ). Такая оценка подразумевает рассмотрение следующих вопросов: использование высокоточного аналитического оборудования сертифицированной лаборатории и проведение внешнего контроля результатов анализа; оценка содержаний золота в рудах месторождения, как его источника в продуктах переработки и хвостах; оценка распределения золота в промпродуктах различных стадий обогащения; тестирование хвостов обогащения; анализ содержания элементов-спутников в целях выявления возможных попутных компонентов для извлечения, а также экологически опасных элементов; анализ наличия минеральных и безминеральных (субмикронных) форм благородных металлов (БМ).

Михайловское месторождение (КМА) является одним из гигантских месторождений железистых кварцитов, отработка которого началась в 1960 г. Оно приурочено к докембрийскому зеленокаменному поясу, породы которого обычно содержат повышенные концентрации золота и МПГ.

Золотоносность железистых кварцитов Михайловского рудного узла обсуждалась, начиная с середины XX в. [1, 2, 3, 9, 10; Н.М. Шалагуров и др., 1992; Плющев и др., 2010].

Работами предшественников были получены следующие результаты.

1. В толще железистых кварцитов (ЖК) выделены 3 участка (Северный, Центральный, Юго-Западный), на которых развиты гидротермально-метасоматические образования с повышенным содержанием БМ, распределенных крайне неравномерно ввиду развития метасоматитов в виде узких линейных зон близ вертикального падения. Зоны локальных метасоматитов составляют менее 10 об.% от залежи кварцитов, невыдержанны по простиранию, имеют небольшую мощность, резко сужаются и быстро выклиниваются с глубиной. В рамках современного контура работающего карьера тела метасоматитов практически отсутствуют ввиду его углубления за последние годы более чем на 200 м. Минеральные фазы БМ были обнаружены в этих зонах, но встречаются спорадически.

2. Критическая оценка уровня аналитических исследований позволила констатировать завышение оценочных критериев золотоносности ЖК. Из более чем 6000 проанализированных проб содержание золота более 1 г/т – в 1% случаев.

3. В конце 70-х гг. прошлого столетия периодически выполнялись исследования по оценке золотоносности из различных продуктов переработки, включая общие хвосты, скважинные

пробы из хвостохранилища, пробы всех стадий магнитной сепарации и флотации железных руд [4, 11, 13; Яблоков и др., 2001].

Исследованиями минералогических особенностей золота в промпродуктах и хвостах Михайловского ГОКа занимался ряд организаций и исполнителей: Тульская горно-заводская компания (ТГЗК), (А.Н. Шелехов и др.); ЗАО «Конверс-золото», (К.В. Яблоков и др.); Воронежский Государственный Университет, (Н.М. Чернышов и др.) и «Механобр-Аналит», (С.В. Петров и др.). Во всех случаях исходные хвосты минералогически представлены гематитом, магнетитом, гидроксидами железа, сульфидами (пирит, халькопирит, марказит, арсенопирит, галенит, сфалерит), кварцем, амфиболами, в меньшем количестве – гранатом, цирконом, рутилом, ильменитом. Наличие золота было выявлено в различных классах крупности хвостов мокрой магнитной сепарации, как тонкое и весьма тонкое. Установлено, что часть золота связана с гематитом, гидроксидами железа, сульфидами, кварцем, амфиболами, но ни один из названных минералов не обеспечивает промышленного содержания золота в исходном сырье. Кроме того, золото в железистых кварцитах находится и в свободном состоянии, располагаясь в межзерновых промежутках, микротрещинах, и в виде микровключений в различных минералах. В пробах хвостохранилищ содержания БМ низки и распределены крайне неравномерно.

Материал и методы исследования

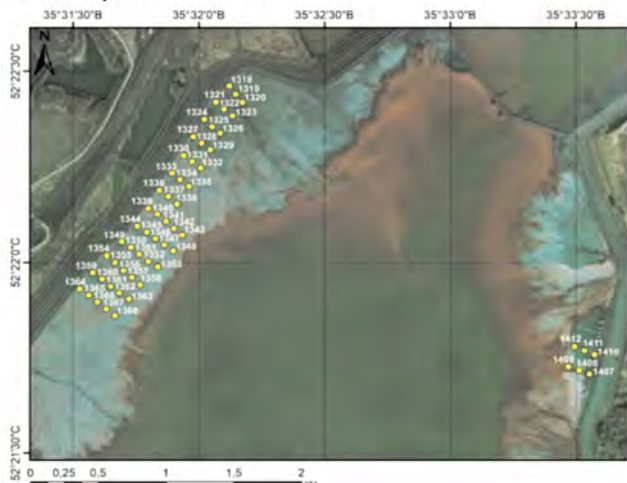
Материалом для исследования послужили: 5 типов промышленных продуктов, при отборе которых осуществлялся мониторинг в течение 7 недель; пески и глины хвостохранилища.

В конце февраля 2019 г. (20.02.2019) были отобраны: хвосты сухой магнитной сепарации (проба 303); хвосты мокрой магнитной сепарации I стадии (проба 304); хвосты мокрой магнитной сепарации II стадии (проба 305); хвосты мокрой магнитной сепарации III стадии (проба 306); хвосты отвальные (проба 307). Вес каждой пробы 5–8 кг.

Для выявления вариаций содержаний золота в переделах существующего производства, специалистами отдела технического контроля Обоганительной фабрики Михайловского ГОКа был проведен отбор проб промышленных продуктов по вышеперечисленным стадиям по следующему временному графику: 19.05.2019, 26.05.2019, 01.06.2019, 09.06.2019, 15.06.2019, 22.06.2019, 29.06.2019 с интервалом в неделю. Для проведения минералого-геохимических исследований выбраны участки, где потенциально могут концентрироваться частицы благородных



а. Северный отсек



б. Центральный отсек



в. Южный отсек

Рис. 2.

Расположение точек отprobования в Северном (а), Центральном (б) и Южном (в) отсеках хвостохранилища (показано на космоснимке)

Тип пород	Элемент	Pd	Pt	Au
Неокисленные ЖК (n = 198)	макс.	0,081	0,0045	0,065
	среднее	0,0112	0,0019	0,0036
Карбонатно-магнетитов ЖК (n = 39)	макс.	0,020	0,0022	0,0042
	среднее	0,0031	0,0010	0,0018
Окисленные ЖК (n = 16)	макс.	0,020	0,0022	0,0077
	среднее	0,0077	0,0011	0,0018

Таблица 1.

Содержание Au, Pt и Pd в неокисленных ЖК Южного, Центрального и Северного участков (г/т) по данным опробования керна буровых скважин

металлов и отобраны следующие пробы: 901 – материал из щелей футеровки мельниц 1 стадии; 902 – материал из ям дренажных насосов; 903 – материал из песков классификатора. Всего отобрано и проанализировано 50 промпродуктов и хвостов обогащения. Вес каждой пробы составлял 3–5 кг. Пробы отбирались в специальные пластиковые ёмкости. Кроме того, были отобраны пробы железорудных окатышей.

Хвостохранилище, куда поступает хвостовая пульпа, располагается к северо-западу от карьера Михайловского ГОКа и находится рядом с Обоганительной фабрикой. Оно имеет высоту 5–6 м, протяженность около 8 км, ширину 3–4 км и состоит из трех отсеков, разделенных дамбами – Южного, Центрального и Северного. Расположение точек опробования в различных отсеках хвостохранилища приведено на **рис. 2**.

Для выявления распределения химических элементов по глубине хвостохранилища был заложен шурф в Северном отсеке хвостохранилища глубиной 3 м, который был опробован с интервалом в 50 см, отобрано 6 образцов (611–616).

Аналитические исследования включали: минералого-петрографический анализ; гранулометрический анализ; выделение тонких классов тяжелой фракции; электронную микроскопию и микрорентгеноспектральный анализ; определение Au, Pt, Pd (атомно-абсорбционный анализ) с полным кислотным вскрытием с доплавлением остатка. Был определен широкий спектр элементов-примесей методом ИСП МС (Sc, Li, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Ag, Cd, Sb, Re, Bi, V, Ga, Sr, Y, Mo, Ba, Th, U, а также Al_2O_3 , SiO_2 , TiO_2 , $Fe_2O_{3\text{общ}}$); для нескольких десятков проб определены содержания $S_{\text{общ}}$ и $S_{\text{общ}}$ методом инфракрасной спектроскопии; выделены субмикронные фракции и проведен их ИСП МС анализ.

Аналитические работы выполнены в сертифицированной лаборатории (ЦЛ ВСЕГЕИ) по ут-

вержденной запатентованной методике (МП № 22/2018), которая имеет высокую чувствительность, воспроизводимость, точность (правильность и прецизионность) и систему внутреннего контроля.

Для анализа на благородные металлы пробы предварительно дробились и истирались до величины зерна 74 мкм. Для разложения образцов и растворения солей использовали азотную, соляную и фтороводородную кислоты особой чистоты, дополнительно очищенные перегонкой, а также деионизованную воду. Анализ подготовленных растворов проводили на приборах *Agilent 7700* и *ELAN-6100 DRC* с использованием компьютерной программы обработки данных, включающей автоматический учет изотопных и молекулярных наложений на масс-спектральные аналитические линии определяемых элементов.

Оперативный контроль промежуточной прецизионности по факторам «время» и «оператор» и контроль правильности выполнялись в соответствии с ГОСТ 41-08-214-04 «Внутренний лабораторный контроль точности (правильности и прецизионности) результатов количественного химического анализа». Контрольная выборка формировалась из случайным образом отобранных проб.

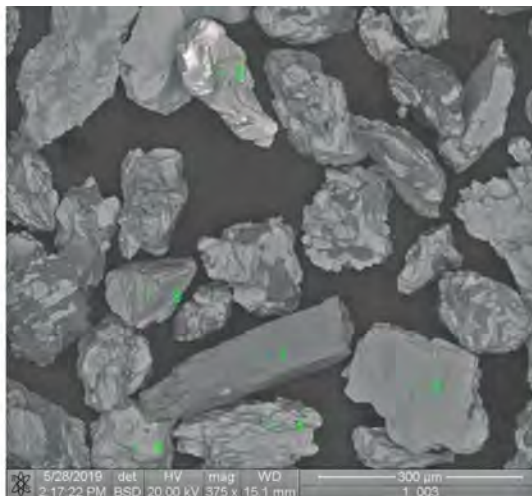
Для полученных средних значений были рассчитаны величины кларка концентрации (КК). В качестве кларковых значений были использованы величины кларков по А.П. Виноградову

Для 30 проб методом инфракрасной спектроскопии были определены содержания $S_{\text{общ}}$ и $S_{\text{общ}}$.

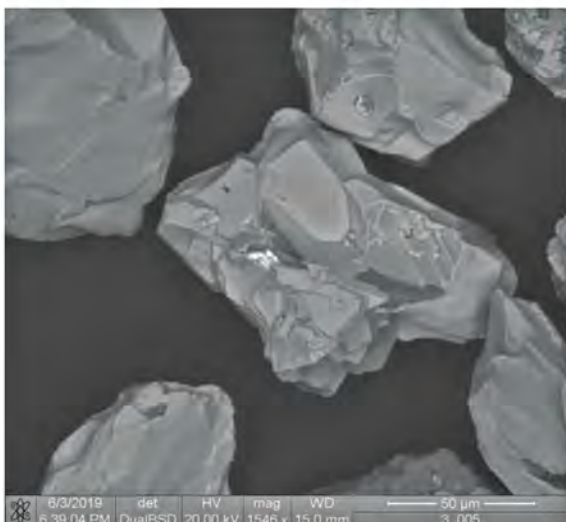
Для обогащения продуктов, которые могут содержать минералы БМ, было использовано устройство и технология для разделения по плотности твердых частиц измельченных материалов сверхтонких размеров. Это гидравлический классификатор – гидросепараторы *HS-02* и *HS-*



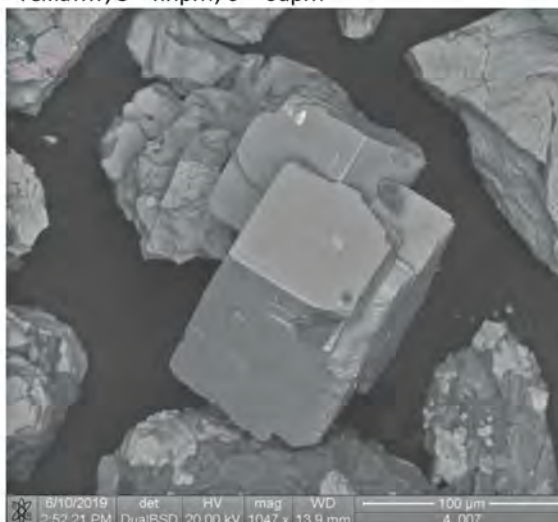
а. Изображение пробы ММС-I под бинокляром (фракция 0,125–0,07 мм)



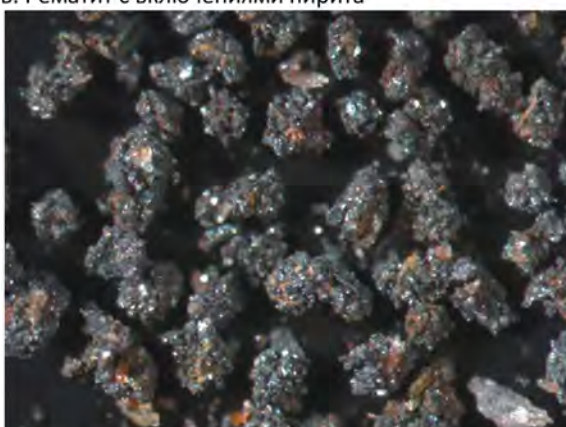
б. Электронно-микроскопическое изображение пробы ММС-I. 1 – амфибол, 2 – гематит, 3 – Fe_{мет}, 4 – гематит, 5 – пирит, 6 – барит



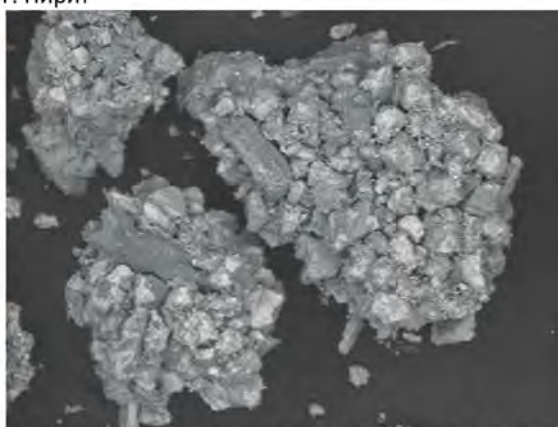
в. Гематит с включениями пирита



г. Пирит



д. Изображение пробы из щелей футеровки мельниц под бинокляром



е. Изображение пробы из щелей футеровки мельниц под электронным микроскопом

Рис. 1.

Изображения зерен ММС-I под бинокляром (а) и электронным микроскопом (б, в, г). Изображения пробы из щелей футеровки мельниц под бинокляром (д) и электронным микроскопом (е).

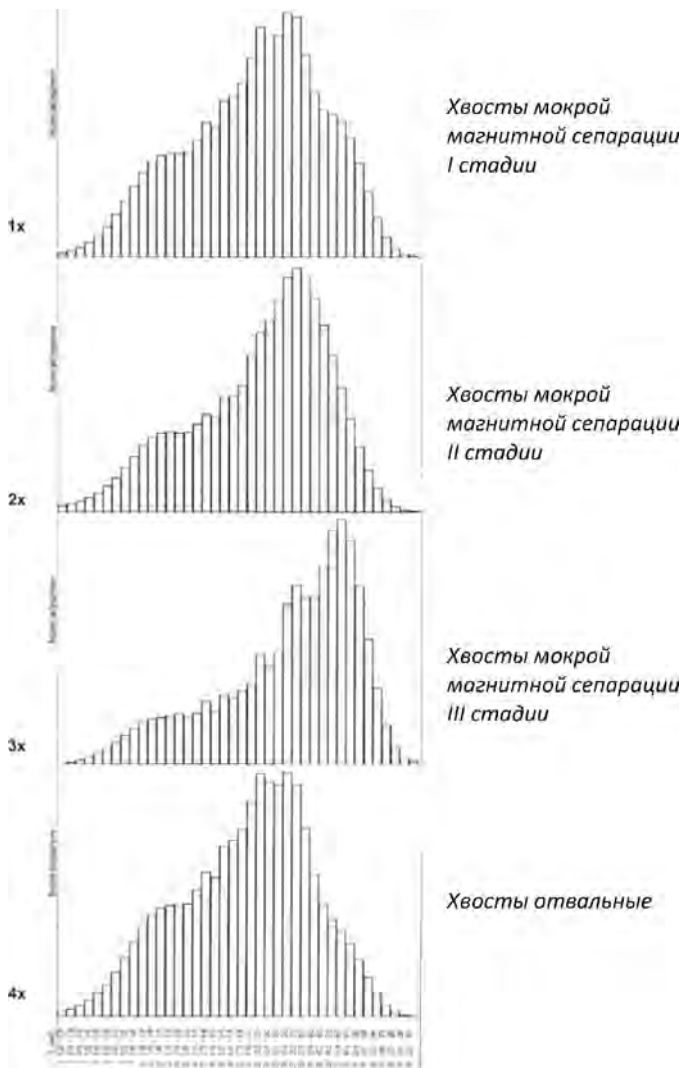


Рис. 3. Спектры распределения частиц различных промпродуктов

11 и метод гидросепарации (HS-технология), предложенные группой Н.С. Рудашевского [8]. В работе использовалось следующее оборудование: колонка сит С20 (производство ООО «Вибротехник») размерностью (мкм) 500, 250, 125, 75 и 45; гидросепаратор CNT HS-11; щековая дробилка Retsch BB 51; ультразвуковая ванна «Сапфир УЗВ – 9,5»; электронные весы HL-200. Перед началом разделения определен размер слагающих частиц с использованием лазерного анализатора частиц (микросайзер SP-201C).

Результаты и их обсуждение Железистые кварциты

Средние содержания золота и МПГ в различных типах кварцитов МГОКа на момент текущей отработки карьера и по скважинам на глубину представлены в *табл. 1*.

Сопоставление полученных содержаний с принятыми граничными значениями для геохимических аномалий и руд позволило заключить,

что в обрабатываемых кварцитах Веретенинской залежи содержание золота находится на уровне средних, слабо повышенных фоновых содержаний (0,0018–0,0036 г/т), а платины – на уровне пониженных фоновых содержаний (0,0011 г/т).

Продукты переработки железистых кварцитов

Из проб пяти стадий производства (хвостов сухой магнитной сепарации; хвостов мокрой магнитной сепарации I стадии; хвостов мокрой магнитной сепарации II стадии; хвостов мокрой магнитной сепарации III стадии; хвостов отвальных) были проведены гранулометрический анализ, исследования минерального состава с использованием методов оптической микроскопии и электронно-зондового микроанализа, а также технологические исследования.

По данным исследований проб с использованием оптической микроскопии во всех пробах преобладает гематит (*рис. 1а*). В небольшом количестве присутствуют сульфиды, преимущественно пирит, редко – халькопирит, самородное серебро. Наибольшее количество зерен сульфидов (до 3 отн.%) характерно для пробы ММС-I. В пробах ММС-II и ММС-III количество зерен сульфидов наименьшее (ед. знаки). В пробах Хвосты отвальные и Хвосты сухой магнитной сепарации зерна сульфидов присутствуют в количестве до 1,5 отн.%.

При электронно-микроскопическом исследовании в составе пробы ММС- I преобладает гематит (*рис. 1б*). Форма выделений – преимущественно зерна неправильной формы. Редко встречаются пирит, барит, амфибол, куприт, металлическое железо, оксиды смешанного состава (*рис. 1в, г*). Благородные металлы не обнаружены в составе минералов пробы.

Пробы текущих промпродуктов, где потенциально могут концентрироваться частицы благородных металлов (901 – из щелей футеровки мельниц 1 стадии; 902 – из ям дренажных насосов; 903 – материал из песков классификатора) были исследованы аналогичными методами. По данным проведенного гранулометрического анализа три пробы отличаются между собой. Максимальные значения для пробы 901 выявлены во фракции 0,05–0,1 мм, для пробы 902 – во фракции 0,25– 0,5 мм, а для пробы 903 – во фракции более 1 мм.

Основная масса зерен пробы 901 на 98–99% представлена агрегатами зерен гематита, которые слабо сцементированы гидроокислами железа. Пробы 902 и 903 представлены сростками кварца и гематита. Единичные зерна представлены сростками гематита с кварцем, мусковитом и баритом.

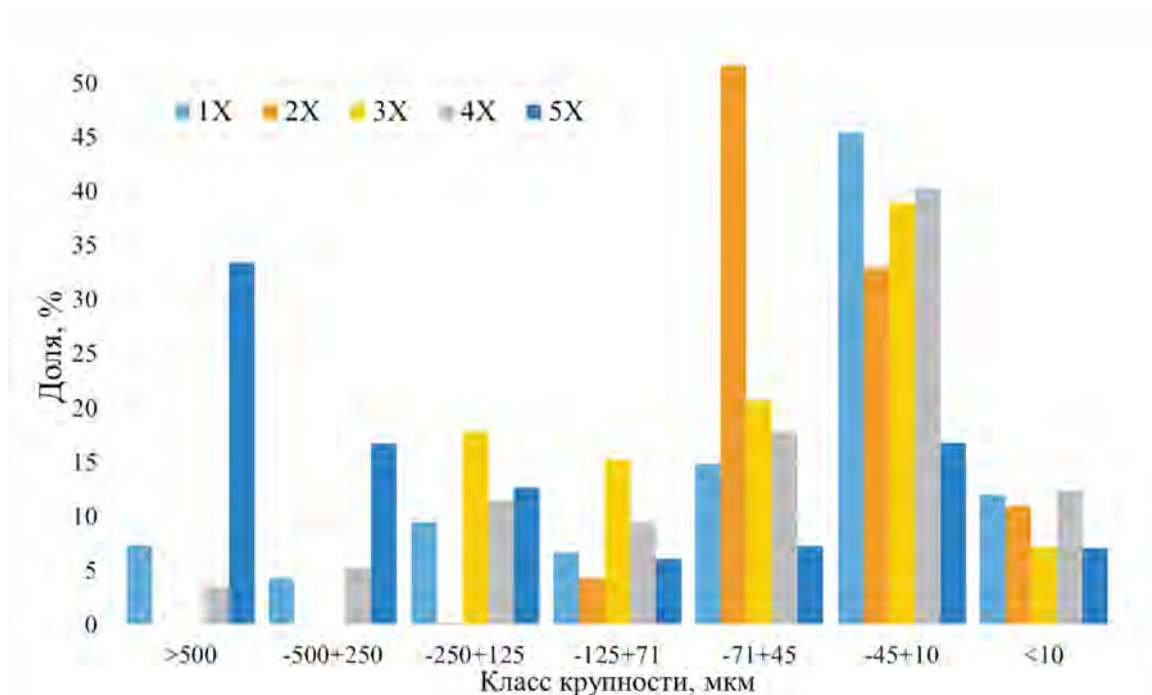


Рис. 4.

Гранулометрический состав технологических проб. 1X – хвосты сухой магнитной сепарации; 2X – хвосты мокрой магнитной сепарации I стадии; 3X – хвосты мокрой магнитной сепарации II стадии; 4X – хвосты мокрой магнитной сепарации III стадии; 5X – хвосты отвальных продуктов

Успешное минералогическое исследование должно включать обязательные операции интенсивного обогащения измельченного первичного материала для выделения акцессорных минералов, присутствующих в образце в количестве редких зерен.

Для обогащения продуктов, содержащих, в первую очередь, минералы благородных металлов, созданы новое устройство и технология для разделения по плотности твердых частиц измельченных материалов: это гидравлический классификатор – гидросепараторы *HS-02* и *HS-11* и метод гидросепарации (*HS-технология*) [7, 8; Рудашевский и др., 2001; Rudashevsky et al., 2001].

Метод гидросепарации реализует разделение материалов с различной плотностью в пульсирующем водном потоке. Конкуренция масс частиц, захваченных восходящим слабым ламинарным потоком, приводит к осаждению «тяжелых» частиц на дне разделительной трубки и удалению «легкой» фракции. Классификация измельченного материала по размерам зерен – все зерна в пределах одной фракции имеют близкие размеры – обеспечивает при гидросепарации реальное разделение образца по плотности фаз, а не по весу частиц, как это имеет место практически во всех гравитационных приборах и технологиях. Обогащение измельченных материалов методом гидросепарации позволяет получить «тяжелый» концентрат, обеспечиваю-

щий статистически представительную информацию о «тяжелых» минералах для всего объема образца в интервале крупности частиц от < 10 до 500 мкм. Данная технология включает следующие операции: 1) гранулометрический анализ – разделение материала каждой из проб на несколько классов по крупности зерен мокрым ситованием; 2) получение методом гидросепарации «тяжелых» концентратов каждой размерной фракции; 3) отбор некоторых характерных зерен из «тяжелого» *HS*-концентрата гравитационного продукта; 4) изготовление однослойных полированных шлифов для всех размерных фракций «тяжелых» концентратов; 5) минералогические исследования полированных шлифов и отобранных характерных зерен.

Перед началом технологических исследований проб промпродуктов был определен размер слагающих их частиц с использованием лазерного анализатора частиц. В ходе исследований было показано, что промпродукты обладают близкими спектрами с основной модой распределения во фракции 11,2–33,4 мкм (*рис. 3*).

В результате работ получено 78 технологических продуктов, включая 60 продуктов гидросепарации. Гранулометрический состав проб представлен на *рис. 4*.

Полный реестр полученных технологических продуктов приведен в *табл. 2*. Все отобранные пробы из «тяжелых концентратов» были исследованы с помощью сканирующей

Фракция, мкм	Продукт	Проба 1Х	Проба 2Х	Проба 3Х	Проба 4Х	Проба 5Х
		Масса, г				
< 10	ультразвуковой	303,9	183,3	172,4	274,1	170,0
- 45 + 10	T1	1052,6	530,2	894	875,4	404,9
	T2	88,6	16,8	37,5	15,4	20,8
	T3	3,7	0,3	0,5	0,4	0,4
	HS-K	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- 71 + 45	T1	362,6	832,8	460,2	369,9	166,4
	T2	11,8	23,8	35,2	24,3	8,2
	T3	1,4	1,3	0,8	0,4	1,2
	HS-K	0,2	0,05	0,1	0,1	0,1
- 125 + 71	T1	141,5	58,7	344,9	201,4	137,9
	T2	22,1	11	18,4	6,1	6,9
	T3	2,9	1,3	0,5	0,3	1,3
	HS-K	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
- 250 + 125	необогащаемый	238,1	2,2	426,5	255,1	304,9
- 500 + 250	необогащаемый	108,3	0	1,4	115,1	404
> 500	необогащаемый	186,2	0	0,2	78,3	807,1
Примечание. T1 – легкие хвосты гидросепарации, T2 – тяжелые хвосты гидросепарации, T3 – предконцентрат, HS-K – HS-концентрат						

Таблица 2.

Реестр полученных технологических продуктов

электронной микроскопии, однако минеральных форм благородных металлов не было установлено.

Определение содержания благородных металлов в пробах выполнено в сертифицированной лаборатории ВСЕГЕИ с пределом обнаружения 0,002 г/т (*табл. 3*).

Полученные материалы позволяют оценить содержания благородных металлов в текущих продуктах обогащения, а также вариации их состава в течение двух месяцев.

В результате анализа проб промпродуктов и хвостов обогащения, отобранных в режиме мониторинга, установлено, что содержание золота, платины, иридия, рутения и родия в них составляет менее предела обнаружения аналитического оборудования (менее 0,002 г/т). Содержание палладия в большинстве проб также оставляет менее 0,002 г/т, повышаясь лишь отвалных хвостах до 0,005 г/т.

Определение содержания благородных металлов в трех пробах текущих (на февраль 2020 г.) промпродуктов (901, 902, 903), отобранных на обогатительной фабрике Михайловского ГОКа на участках, где потенциально могут концентрироваться частицы благородных металлов, приведены в *табл. 4*.

Полученные данные свидетельствуют об отсутствии благородных металлов (Au, Pt, Pd) в пробах, отобранных на участках обогащения

потенциально перспективных для концентрации частиц благородных металлов.

Продукты хвостового хозяйства

В вещественном отношении хвосты представлены песчаным, реже алевритовым и глинистым материалом. Исходя из данных визуального наблюдения, материал отсеков отличается между собой как по крупности, так и минеральному составу.

В *табл. 5* приведены сведения об объеме отобранных проб, а в *табл. 6* – их краткая характеристика и содержания в них золота, платины и палладия.

Пробы, отобранные из шурфа глубиной 6 м, представлены черным песком, крупнозернистым, слабослоистым. Результаты анализа приведены в *табл. 7*.

Таким образом, в результате проведения анализов отобранного материала, представленного песчаными и алевро-глинистыми осадками хвостохранилища Михайловского ГОКа, установлено, что содержание в них золота, платины и палладия преимущественно ниже порога обнаружения, т.е. < 0,002 г/т. Вариации между различными частями (отсеками) хвостохранилища по содержанию золота, платины и палладия, практически, отсутствуют.

Для 6 проб их хвостохранилища и 6 проб железных окатышей было определено содержание

№ пробы	Au	Pt	Pd	Ir	Ru	Rh
Хвосты СМС						
303 (5х)	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
617	<0,002	<0,002	0,0026	<0,002	<0,002	<0,002
618	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
619	<0,002	<0,002	0,002	<0,002	<0,002	<0,002
620	<0,002	<0,002	0,0035	<0,002	<0,002	<0,002
621	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
622	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
623	<0,002	<0,002	0,0026	<0,002	<0,002	0,0077
Хвосты I ст. ММС						
304 (1х)	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
624	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
625	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
626	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
627	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
628	<0,002	<0,002	0,005	<0,002	<0,002	<0,002
629	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
630	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
Хвосты II ст. ММС						
305 (3х)	<0,002	<0,002	0,0035	<0,002	<0,002	<0,002
Хвосты III ст. ММС						
306 (2х)	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
631	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
632	<0,002	<0,002	0,0041	<0,002	<0,002	<0,002
633	<0,002	<0,002	0,0032	<0,002	<0,002	<0,002
634	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
635	<0,002	<0,002	0,0026	<0,002	<0,002	<0,002
636	<0,002	<0,002	0,0043	<0,002	<0,002	<0,002
637	0,0021	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
Хвосты IV ст. ММС						
638	0,0021	<0,002	0,0037	<0,002	<0,002	<0,002
639	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
640	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
641	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
642	<0,002	<0,002	0,0042	<0,002	<0,002	<0,002
643	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
644	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
Хвосты отвальные						
307 (4х)	<0,002	<0,002	0,0032	<0,002	<0,002	<0,002
645	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
646	<0,002	<0,002	0,0054	<0,002	<0,002	<0,002
647	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
648	<0,002	<0,002	0,0048	<0,002	<0,002	<0,002
649	<0,002	<0,002	0,0046	<0,002	<0,002	<0,002
650	<0,002	<0,002	0,0051	<0,002	<0,002	<0,002
651	<0,002	<0,002	0,005	<0,002	<0,002	<0,002
Железорудные окатыши						
652	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
653	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	0,0021
654	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
655	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
656	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
657	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
658	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
Нижние пределы обнаружения	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Примечание. ММС – мокрая магнитная сепарация, СМС – сухая магнитная сепарация. Анализ выполнили В.А. Шишлов, В.Л. Кудряшов, Центральная лаборатория ФГБУ «ВСЕГЕИ». Метод анализа: масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ICP-MS) (24.09.2019)						

Таблица 3.

Содержание Au, Pt, Pd, Ir, Ru, Rh в продуктах различных переделов существующего производства Михайловском ГОКа, отобранных в режиме мониторинга, г/т

$S_{\text{общ}}$ и $S_{\text{св}}$ методом инфракрасной спектроскопии – с целью определения возможной связи

содержаний благородных металлов с сульфидами, содержащимися в составе проб (косвенно,

Номер пробы \ Химический элемент	901 материал из щелей футеровки мельниц 1 стадии	902 материал из ям дренажных насосов	903 материал из песков классификатора
Au	< 0,002	< 0,002	0,0036
Pt	< 0,002	< 0,002	< 0,002
Pd	< 0,002	< 0,002	< 0,0031

Таблица 4.
Результаты определения Au, Pt и Pd в пробах, г/т

по данным содержания $S_{\text{общ}}$, а также с содержанием в составе пород углерода (табл. 8).

Как видно из таблицы 8, связи содержаний золота, платины и палладия относительно содержания в пробах серы и углерода не выявлено.

Элементы-спутники в составе концентратов и хвостах обогащения

В 6 пробах песка, 6 пробах глины и 6 пробах железных окатышей, содержащих относительно повышенные концентрации золота (более 0,002 г/т), были определены содержания химических элементов: Sc, Li, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Ag, Cd, Sb, Re, Bi, V, Ga, Sr, Y, Mo, Ba, Th, U, а также петрогенных оксидов – Al_2O_3 , SiO_2 , TiO_2 , $Fe_2O_{3\text{общ}}$. Установлено, что содержания перечисленных химических элементов в составе продуктов пород хвостового хозяйства и в железных окатышах невысоки и часто – ниже предела обнаружения. Для рассчитанных средних значений были вычислены кларки концентрации (нормировано по А.П. Виноградову) и построены графики кларков концентрации (рис. 5).

Субмикронные формы нахождения химических элементов

Как было отмечено выше, ряд исследователей высказывали предположение, что БМ могут присутствовать в продуктах переработки ЖК и в пробах хвостового хозяйства в виде неминеральных, субмикронных коллоидно-солевых форм. Вопрос о формах нахождения микроэлементов имеет важное значение для геохимиков, химиков-аналитиков и технологов, разрабаты-

вающих схемы обогащения руд. Необходимо отметить, что химические элементы, находящиеся в дисперсной форме, никогда прежде не рассматривались как самостоятельные элементы при обогащении.

Ввиду того, что отходы производства в виде водно-хвостовой пульпы транспортируются в хвостохранилище, хранятся в открытом для осадков виде, подвержены сезонным затоплениям при изменении уровня грунтовых вод, возникает предположение, что БМ могут менять свои первичные формы нахождения и накапливаться в коллоидно-дисперсной форме в поровом пространстве песков. Наночастицы образуют в воде коллоидные растворы, которые во многих случаях устойчивы в течение длительного срока. Отделить коллоидные частицы от воды возможно только с применением различных коагулянтов, с помощью ультрацентрифугирования или фильтров с размером пор 1 мкм. Частицы размером более 1 мкм удаляют фильтрацией через пористый фильтр, при этом в растворе остаются вещества в ионной форме (растворимые соли) и коллоидные частицы. Полученный коллоидно-солевой водный раствор субмикронной фракции (СМФ) анализируют методом ИСП-МС на максимально возможный круг химических элементов.

Для анализа была выбрана проба черного среднезернистого песка (проба 473).

Весовая доля СМФ определялась из отдельной аликвоты и составила 0,12 вес. %.

Определение размера частиц СМФ проводилось на наносайзере. Для пробы измерения

Таблица 5.
Сводные данные по пробам, отобранном на хвостохранилище Михайловского ГОКа

Отсек	Отсек 1 (Южный)	Отсек 2 (Центральный)	Отсек 3 (Северный)	Все пробы
Количество точек наблюдения	38	57	21	116
«глина»	–	21	13	34
«алевролит»	–	2	4	6
«песок»	72	86	46	204
«песок глинистый»	4	13	–	17
Количество отобранных проб	76	122	63	261

№пп	Краткая характеристика	Au	Pt	Pd
1	Песок среднезернистый черно-коричневый слабо полосчатый	<0,002	<0,002	0,0027
2	Песок тонкозернистый черный	<0,002	<0,002	0,003
3	Алеврит черный с красными глинистыми прослоями.	<0,002	<0,002	<0,002
4	Темно-серый песок с прослоями глины красной	<0,002	<0,002	0,006
5	Песок слоистый черный с чередованием красной глины	<0,002	<0,002	0,0037
6	Темно-серый песок слабо полосчатый	0,0024	<0,002	<0,002
7	Темно-серый песок слабо полосчатый	0,003	<0,002	<0,002
8	Красная глина	<0,002	<0,002	0,0046
9	Линза красной глины	<0,002	<0,002	0,0048
10	Глина красная, с тонкими прослоями черного песка	<0,002	<0,002	0,0047
11	Песок черный неслоистый	<0,002	<0,002	0,0033
12	Песок черный слабо полосчатый	<0,002	<0,002	0,0029
13	Глина красная	<0,002	<0,002	0,0029
14	Красная глина	<0,002	<0,002	0,0049
15	Песок черный слабо полосчатый	<0,002	<0,002	0,0027
16	На дне прослой 10 см красной глины	<0,002	<0,002	0,0042
17	Красная глина	<0,002	<0,002	0,0081
18	Глина алевритовая красная	<0,002	<0,002	0,0038
19	Глина красная	<0,002	<0,002	0,0039
20	Горизонт красной глины	<0,002	<0,002	0,0062
21	Песок черно-коричневый крупно- и среднезернистый полосчатый	<0,002	<0,002	0,0027
22	Красная глина с зеленой коркой, с поверхности	<0,002	<0,002	0,0021
23	Тонкий слой пестрой глины	<0,002	<0,002	0,0024
24	Песок крупно- и среднезернистый тонкослоистый с глиной	<0,002	<0,002	0,0023
25	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	0,0038	<0,002	0,0031
26	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	0,0021
27	Песок крупно- и среднезернистый слоистый	0,0021	<0,002	0,0027

Примечание. Из проанализированных 261 проб в таблице приведены данные для 27 проб, в которых было зарегистрировано содержание хотя бы одного элемента. В остальных 234 пробах содержания БМ ниже порога обнаружения (менее 0,002 г/т)

Таблица 6.

Содержания Au, Pt, Pd в различных типах пород хвостового хозяйства МГОКа, г/т

проводились пять раз, рассчитывался средний размер частиц как среднее арифметическое. Средний размер частиц СМФ пробы песка составил 675,2 нм.

Далее полученный раствор СМФ анализировался методом ИСП МС. Результаты приведены в **табл. 9.**

Из результатов анализа следует, что в суб-микронной фракции песка хвостохранилища не выявлено значимых концентраций благородных металлов и элементов-спутников.

Выводы

Результаты проведенных исследований позволили сделать следующие выводы.

Таблица 7.

Содержания Au, Pt, Pd по разрезу шурфа глубиной 6 м (г/т)

№ проб	h, м	Порода	Au	Pt	Pd
256	-1	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	0,0022
257	-2	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	<0,002
258	-3	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	0,0038	<0,002	0,0031
259	-4	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	0,0021
260	-5	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	<0,002
261	-6	Песок черный крупнозернистый слабо слоистый	<0,002	<0,002	<0,002

№ пп	№ пробы	Краткая характеристика	C _{общ}	S _{общ}	Au	Pt	Pd
1	394	Песок черный	0,65	0,09	<0,002	<0,002	<0,002
2	473	Песок среднезернистый черный	0,73	0,039	0,0023	<0,002	<0,002
3	517	Песок и крупнозернистый коричневый	0,6	0,44	<0,002	<0,002	<0,002
4	534	Песок средне- и крупнозернистый черный	0,61	0,074	<0,002	<0,002	<0,002
5	600	Песок крупно- и среднезернистый	0,59	0,063	<0,002	<0,002	<0,002
6	609	Песок крупно- и среднезернистый	0,63	0,079	0,0021	<0,002	0,0027
7	619	Железорудные окатыши	0,68	0,046	<0,002	<0,002	0,002
8	626		1,09	0,055	<0,002	<0,002	<0,002
9	633		0,79	0,069	<0,002	<0,002	0,0032
10	640		0,46	0,021	<0,002	<0,002	<0,002
11	647		0,84	0,052	<0,002	<0,002	<0,002
12	654		<0,03	<0,005	<0,002	<0,002	<0,002
Нижние пределы обнаружения			0,03	0,005	0,002	0,002	0,002

Таблица 8.

Содержания C_{общ} и S_{общ} (масс %) и Au, Pt, Pd (в г/т) в песках хвостохранилища и железных окатышах

1. Технологические исследования пром-продуктов, проведенные с использованием устройства и технологии для разделения твердых частиц по плотности (гидравлический классификатор, гидросепараторы HS-02 и HS-11 и технология гидросепарации), показали, что содержания БМ находятся на уровне фоновых значений. Минеральных фаз БМ не выявлено при микроскопических исследованиях; сканирующая электронная микроскопия и микрозондовый анализ не выявил минеральных фаз БМ.

2. В продуктах различных переделов существующего производства на Михайловском ГОКе, отобранных в режиме мониторинга, не выявлено повышенных содержаний БМ.

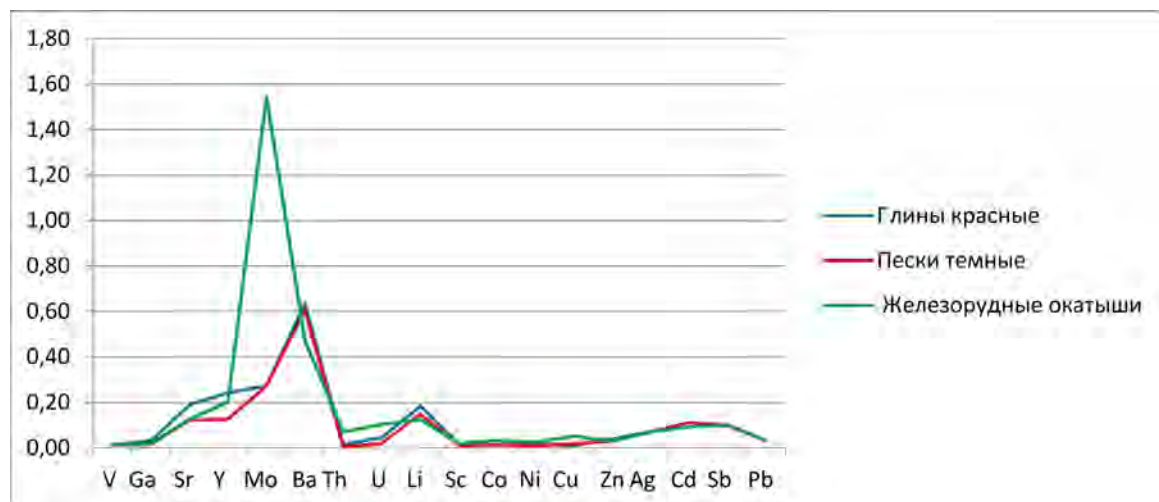
3. Содержания серы в железных окатышах низки и составляют 0,005–0,069 масс.%, что косвенно подтверждает отсутствие значимых концентраций БМ, связанных с сульфидами.

4. Установлено, что содержания элементов: Sc, Li, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Ag, Cd, Sb, Re, Bi, V, Ga, Sr, Y, Mo, Ba, Th, U в составе продуктов технологических переделов невысоки и часто находятся ниже кларковых значений.

5. В песках, алевритах и глинах хвостового хозяйства содержания золота, платины и палладия преимущественно ниже порога обнаружения (< 0,002 г/т), в редких случаях – до 0,0038 г/т. Вариации между различными отсеками хвостохранилища по содержанию БМ практически отсутствуют.

Рис. 5.

Величины кларка концентрации для песков и глин хвостового хозяйства и железорудных окатышей



Проба 473, песок черный			Au	Pt	Pd	Al ₂ O ₃	SiO ₂	TiO ₂	Fe ₂ O ₃ Зобщ
			0,0023	<0,002	<0,002	0,11	71,6	0,0091	22,1
V	Ga	Sr	Y	Mo	Ba	Th	U	Li	Sc
<2,5	0,32	45,1	3,26	0,9	442	<0,1	0,1	4,51	<0,2
Co	Ni	Cu	Zn	Ag	Cd	Sb	Re	Pb	Bi
<0,5	<1,0	1,33	2,14	<0,01	0,024	<0,1	<0,005	<1,0	<0,1

Таблица 9.

Содержания химических элементов (г/т) и петрогенных оксидов (%) в субмикронной фракции песка хвостохранилища

6. Содержания серы в песках хвостохранилища составляют 0,039–0,44 масс.%, что косвенно подтверждает отсутствие сульфидов и объясняет отсутствие значимых концентраций БМ.

7. Содержания Sc, Li, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Ag, Cd, Sb, Re, Bi, V, Ga, Sr, Y, Mo, Ba, Th, U в составе песков хвостового хозяйства невысоки и находятся ниже кларковых значений.

8. Неминеральные формы изучались посредством извлечения из песка субмикронной фракции (СМФ). Эта фракция имеет размер час-

тиц менее 1000 нм и извлекается водой. Ее весовая доля в пробесоставляет 0,121 вес.%. В составе субмикронной фракции благородные металлы не выявлены.

Таким образом, в результате выполненного анализа имеющихся фондовых и литературных материалов, а также проведенных исследований можно сделать вывод о том, что попутно извлекать благородные металлы из продуктов переработки железистых кварцитов и отходов их производства на Михайловском месторождения не представляется возможным. **И**

Литература

1. Бабанский В.Н., Яблоков К.В., Луцаков А.В., Матвейчук А.Т. Благороднометальное оруденение Михайловского рудного узла КМА // Разведка и охрана недр. 2018. № 5. С. 24–27.
2. Кузнецов А.П. Шелехов А.П. Золото в железных рудах и пути его извлечения // Обогащение руд. 1990. Вып. 1. 35 с.
3. Кушнарченко В.К., Шувалов Ю.М., Мятлин В.М. Золото и другие элементы-примеси в железорудных месторождениях КМА (к проблеме комплексного использования) // Региональная геология и металлогения. 1999. № 9. С. 120–124.
4. Луцаков А.В., Быховский Л.Э., Титунов Л.П. Нетрадиционные источники попутного извлечения золота: проблемы и пути решения // Минеральное сырье. Серия Геолого-экономическая. 2004. № 14. 82 с.
5. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов полезных ископаемых и компонентов. Утверждены распоряжением МПР РФ № 37 от 05.06.2007. М.: ГКЗ. 2007. 14 с.
6. Рудашевский В.Н., Рудашевский Н.С., Антонов А.В., Набиуллин Ф.М., Пастухов Д.М. Технологическая минералогия золота // Записки Российского минералогического общества. 2017. № 1. С. 103–125.
7. Рудашевский Н.С., Рудашевский В.Н. Гидравлический классификатор. Патент на изобретение № 69418, полезная модель. Российская Федерация. 2007.
8. Рудашевский Н.С., Рудашевский В.Н., Антонов А.В. Универсальная минералогическая технология исследования пород, руд и технологических продуктов // Региональная геология и металлогения. 2018. № 73. С. 88–102.
9. Старостин В.И., Пельмский Г.А., Леошенко Е.И., Сакия Д.Р. Золото в месторождениях железистых кварцитов Восточно-Европейской платформы // Известия секции наук о Земле РАН. 2008. № 14. Стр. 2944.
10. Чернышов Н.М. Техногенные продукты железорудных месторождений-гигантов КМА – новый крупный объект золото-платинодобычи XXI столетия и проблемы его комплексного освоения в условиях экологических ограничений // Регион: системы, экономика, управление. 2010. № 1. С. 27–44.
11. Чернышов Н.М. Типы и минеральный состав золото-платинометального оруденения железорудных месторождений-гигантов КМА (Центральная Россия) // Доклады РАН. 2010. Т. 430. № 3. С. 13–21.
12. Шелехов А.Н. и др. Методические рекомендации по изучению железорудных месторождений, отвалов и хвостохранилищ обогатительных фабрик на сопутствующие благородные металлы. М.: Картмастерская ЦНИГРИ. 1991. 56 с.
13. Шелехов А.Н., Лючкин О.А., Ляховкин Ю.С. Месторождения железистых кварцитов и продукты их передела – новый перспективный источник золото-платиносодержащего сырья в XXI в. (на примере Центральной России) // Платина России. Т. III. М.: Геоинформмарк. 1999. С. 289–294.
14. Яблоков К.В., Бабанский В.Н., Луцаков А.В., Матвейчук А.Т. О целесообразности извлечения золота и железа из хвостов обогащения железных руд Михайловского (КМА) и Оленегорского (Мурманская область) месторождений // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 2. С. 30–35.

N.I. Lomaka, Chief Geologist of PJSC “Mikhailovsky GOK”¹, N_Lomaka@mgok.ru

R.I. Ismagilov, Director of the Mining Department of Metalloinvest Management Company², r.ismagilov@metalloinvest.com

E.G. Panova, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Department of Geochemistry of Faculty of Geology³ of St. Petersburg State University; Leading Researcher, Geological Center of St. Petersburg State University⁴, e.panova@spbu.ru.

S.Yu. Engalychev, PhD, Leading Researcher, Geological Center of Saint Petersburg State University⁴, sleng2005@mail.ru

¹21 Lenin str., Zheleznogorsk, Kursk region, 307170, Russia.

²2a, passage Ш–6, platform “Skladskaya”, industrial site, Stary Oskol, Belgorod region, 309515, Russia.

³7/9, University naberezhnaya, St. Petersburg, 199034, Russia.

⁴24 bldg 1, Odoevsky str., St. Petersburg, 199155, Russia.

Assessment of the Prospects for Associated Gold Content of Products of Processing of Ferruginous Quartzites and their Production Wastes on the Example of the Mikhailovskoye Deposit (KMA)

Abstract. The purpose of this work is to assess the prospects for the associated gold content of the products of processing ferruginous quartzites and their production waste at the Vereteninskaya iron ore deposit of the Mikhailovskoye deposit in order to identify the possibility of associated gold recovery. As a result of the performed analysis of the available stock and literary materials, as well as the studies carried out, the authors conclude that it is not possible to simultaneously extract precious metals from the products of processing ferruginous quartzites and their production waste at the Mikhailovskoye deposit.

Keywords: Mikhailovskoye field; ferruginous quartzites; associated gold content; noble metals; platinum group metals

References

- Babanski V.N., Iablokov K.V., Lushchakov A.V., Matveichuk A.T. *Blagorodnometal'noe orudnenie Mikhailovskogo rudnogo uzla KMA* [Precious metals mineralization of the Mikhailovsky ore cluster of the KMA]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2018, no. 5, pp. 24–27.
- Kuznetsov A.P., Shelekhov A.P. *Zoloto v zheleznykh rudakh i puti ego izvlecheniia* [Gold in iron ores and ways of its extraction]. *Obogashchenie rud* [Processing of ores], 1990, issue 1, 35 p.
- Kushnarenko V.K., Shuvalov Iu.M., Miatlin V.M. *Zoloto i drugie elementy-primesi v zhelezorudnykh mestorozhdeniakh KMA (k probleme kompleksnogo ispol'zovaniia)* [Gold and other trace elements in iron ore deposits of KMA (to the problem of complex use)]. *Regional'naia geologiya i metallogeniia* [Regional geology and metallogeny], 1999, no. 9, pp. 120–124.
- Lushchakov A.V., Bykhovskii L.Z., Titunov L.P. *Netraditsionnye istochniki poputnogo izvlecheniia zolota: problemy i puti resheniia* [Unconventional sources of associated gold extraction: problems and solutions]. *Mineral'noe syr'e. Seriya Geologo-ekonomicheskaiia* [Mineral raw materials. Geological and economic series], 2004, no. 14, 82 p.
- Metodicheskie rekomendatsii po kompleksnomu izucheniiu mestorozhdenii i podschetu zapasov poleznykh iskopaemykh i komponentov. Utverzhdeny rasporyazhenie MPR RF № 37 ot 05.06.2007* [Methodological recommendations for the comprehensive study of deposits and the calculation of reserves of minerals and components. The order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation No. 37 of 05.06.2007 was approved]. Moscow, GKZ Publ., 2007, 14 s.
- Rudashevskii V.N., Rudashevskii N.S., Antonov A.V., Nabiullin F.M., Pastukhov D.M. *Tekhnologicheskaiia mineralogiia zolota* [Technological mineralogy of gold]. *Zapiski Rossiiskogo mineralogicheskogo obshchestva* [Notes of the Russian Mineralogical Society], 2017, no. 1, pp. 103–125.
- Rudashevskii N.S., Rudashevskii V.N. *Gidravlicheski klassifikator* [Hydraulic classifier]. Utility model patent RF № 69418. 2007.
- Rudashevskii N.S., Rudashevskii V.N., Antonov A.V. *Universal'naia mineralogicheskaiia tekhnologiia issledovaniia porod, rud i tekhnologicheskikh produktov* [Universal mineralogical technology for studying rocks, ores and technological products]. *Regional'naia geologiya i metallogeniia* [Regional geology and metallogeny], 2018, no. 73, pp. 88–102.
- Starostin V.I., Pel'mskii G.A., Leoshenko E.I., Sakiia D.R. *Zoloto v mestorozhdeniakh zhelezistykh kvartsitov Vostochno-Evropeskoii platform* [Gold in the deposits of ferruginous quartzites of the East European platform]. *Izvestiia sektsii nauk o Zemle RAEN* [Bulletin of the Earth Sciences Section of the Russian Academy of Natural Sciences], 2008, no. 14, p. 2944.
- Chernyshov N. M. *Tekhnogennye produkty zhelezorudnykh mestorozhdenii-gigantov KMA – novyi krupnyi ob'ekt zoloto-platinodobychi XXI stoletii i problemy ego kompleksnogo osvoeniia v usloviakh ekologicheskikh ogranichenii* [Technogenic products of iron ore deposits-giants of the KMA- a new large object of gold-platinum mining of the XXI century and the problems of its integrated development in conditions of environmental restrictions]. *Region: sistemy, ekonomika, upravlenie* [Region: systems, economics, management], 2010, no. 1, pp. 27–44.
- Chernyshov N.M. *Tipy i mineral'nyi sostav zoloto-platinometal'nogo orudneniia zhelezorudnykh mestorozhdenii-gigantov KMA (Tsentral'naia Rossiia)* [Types and mineral composition of gold-platinum ore mineralization of iron ore giant deposits of the KMA (Central Russia)]. *Doklady RAN* [RAS reports], 2010, vol. 430, no. 3, pp. 13–21.
- Shelekhov A.N. i dr. *Metodicheskie rekomendatsii po izucheniiu zhelezorudnykh mestorozhdenii, otvalov i khvostokhranilishch obogatitel'nykh fabrik na soputstvuiushchie blagorodnye metally* [Methodological recommendations for the study of iron ore deposits, dumps and tailings of concentrating factories for associated noble metals]. Moscow, Kartmasterskaia TsNIGRI Publ., 1991, 56 p.
- Shelekhov A.N., Liuchkin O.A., Liakhovkin Iu.S. *Mestorozhdeniia zhelezistykh kvartsitov i produkty ikh peredela – novyi perspektivnyi istochnik zoloto-platinosoderzhashchego syr'ia v XXI v. (na primere Tsentral'noi Rossii)* [Deposits of ferruginous quartzites and products of their processing are a new promising source of gold-platinum-bearing raw materials in the XXI century. (on the example of Central Russia)]. *Platina Rossii* [Platinum of Russia]. Vol. III. Moscow, Geoinformmark Publ., 1999, pp. 289–294.
- Iablokov K.V., Babanski V.N., Lushchakov A.V., Matveichuk A.T. *O tselesoobraznosti izvlecheniia zolota i zheleza iz khvostov obogashcheniia zheleznykh rud Mikhailovskogo (KMA) i Olenegorskogo (Murmanskaia oblast') mestorozhdenii* [On the feasibility of extracting gold and iron from the tailings of the concentration of iron ores of the Mikhailovskoye (KMA) and Olenegorskoye (Murmansk region) deposits]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral Resources of Russia. Economics and Management], 2019, no. 2, pp. 30–35.



С.М. Исенов
канд. геол.-мин. наук
главный геофизик
ТОО «Геомедж КЗ»¹
serik.issenov@gmail.com

Технологии мультифокусинга: средство выявления неантиклинальных и глубоко залегающих ловушек

¹Республика Казахстан, 050000, Алматы, ул. Кабанбай батыра, 32

Рассмотрены проблемные вопросы и практические примеры улучшения выявления неантиклинальных и глубоко залегающих ловушек углеводородов на основе повышения качества и детальности сейсмического изображения среды при обработке сейсмоданных с применением технологии мультифокусинга. Метод мультифокусинга разработан на волновой природе формирования сейсмических сигналов в пределах первой зоны Френеля, что обеспечивает ряд преимуществ в сравнении с общепринятым методом ОГТ. Существенное увеличение соотношения сигнал/помеха и разрешающей способности сейсмической записи определяют достоверность прогнозирования вещественного состава отложений и физических параметров резервуаров углеводородов

Ключевые слова: ограничения сейсморазведки методом ОГТ; мультифокусинг; дифракционный мультифокусинг; количественные оценки соотношения сигнал/помеха; вертикальная разрешающей способности; прогнозирование вещественного состава отложений и физических параметров резервуаров

Современные методики и технологии среднечастотной сейсморазведки методом ОГТ обеспечивают решение структурно-тектонических (кинематических) задач с достаточно высокой степенью точности и достоверности. Прирост углеводородного потенциала в нефтегазоносных бассейнах ожидается за счет выявления неантиклинальных ловушек углеводородов (УВ), которые разделяют по типам ловушек, генетическим группам и формирующим процессам [1, 2]. Также большие перспективы связывают с глубоко залегающими палеозойскими структурами, разведка которых продолжает оставаться проблематичной [4, 5, 6]. Несмотря на известный прогресс в современных методах и технологиях сейсморазведки, отмечают уменьшение количества открытий новых месторождений в комплексах отложений с доказанной нефтегазоносностью и снижение объемов добычи нефти. В определенной мере это связано с недостаточной эффективностью метода ОГТ и ограниченным применением более эффективных и информативных инновационных методик и технологий сейсморазведки.

Эффективность поиска и разведки структурных и неантиклинальных ловушек УВ зависит от качества сейсмического изображения среды на результатах сейсморазведки методом ОГТ и от достоверности скоростной модели среды, формируемой по опорным скважинным данным (ГИС и ВСП). При этом выявление неантиклинальных ловушек выполняют по характерным особенностям рисунков на сейсмических разрезах и кубах, а также на основе знаний петрофизических свойств пород, условий осадконакопления и другой геологической информации об изучаемых комплексах отложений [7].

В данной статье приведены практические примеры существенного повышения качества сейсмического изображения среды при обработке сейсмоданных с применением технологий «мультифокусинг» (поле отраженных волн) (МФ) и «дифракционный мультифокусинг» (поле дифрагированных волн) (ДМФ). В основе метода МФ лежит оригинальное математическое решение, в котором описание фронта отраженной волны охватывает широкий класс моделей среды, с учетом волновой природы формирования отраженного сигнала в пределах 1 зоны Френеля. Описание метода МФ приведено в работах (Б. Гельчинский, 1992, А. Беркович и др., 1994, Б. Гельчинский и др., 1999). Приведем отличительные свойства технологии мультифокусинга [5, 6, 8, 9, 10].

1. Значительное увеличение статистического эффекта накапливания сигналов и направлен-

ности системы при суммировании сейсмических записей и на сейсмограммах МФ, сформированных по принципу общности 1 зоны Френеля и с сохранением относительных амплитуд.

2. Сохранение исходной разрешенности сейсмической записи из-за отсутствия эффекта растяжения записи на удаленных трассах после ввода кинематических поправок и последующего суммирования вдоль фронтов отраженных волн, соответствующих оптимальному сочетанию параметров МФ. Это повышает точность скоростного и «динамического» анализа сейсмической записи.

3. Учёт локальной негиперболичности годовграфов отраженных волн и более точная оценка времен вступления отраженной волны, что важно для повышения качества сейсмического изображения в условиях сложнопостроенных сред.

4. Обработка сейсмограмм МФ и ОГТ может выполняться в условиях сложного рельефа местности.

5. Повышение качества результатов глубинной миграции до суммирования (*PSDM*) за счет использования улучшенных сейсмограмм МФ и формирования более достоверной модели *PSDM* по улучшенному суммарному разрезу или кубу МФ.

6. Подавление остаточных волн-помех путем дополнительной обработки улучшенных сейсмограмм МФ по методике ОГТ (А. Беркович и др., 2012).

Совокупность отличительных свойств технологии МФ обеспечивает для широкого класса моделей среды существенное повышение качества сейсмического изображения среды по всей глубине разреза, при этом соотношение сигнал/помеха в среднем увеличивается до 2–3 раз, а разрешенность сейсмической записи – до 10–15%. На этой основе в корне улучшаются возможности дальнейшей сейсмогеологической интерпретации.

Преимуществом технологии ДМФ перед альтернативными технологиями является то, что фокусирование энергетически слабых дифрагированных волн основано на использовании улучшенных сейсмограмм МФ и параметров МФ, которые были получены в результате базовой обработки МФ. Дифрагированные волны формируются на локальных геологических объектах, имеющих разномасштабные акустические неоднородности: на контактах слоев с разломами или с другими слоями, в зонах трещиноватости, каверно- или карстообразования и пр. На результатах ДМФ дифрагированные волны представляются в виде локальных амплитудных аномалий (аномалии ДМФ), которые показывают на наличие в разрезе ло-

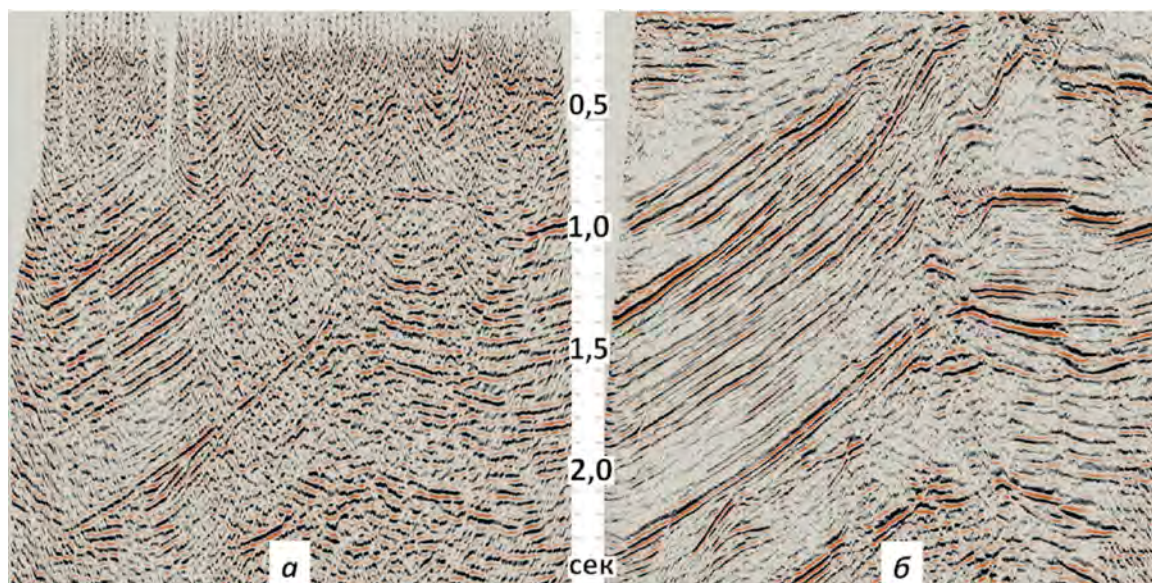


Рис. 1.
Сравнение сейсмических разрезов (Тимано-Печора): а – суммарный разрез ОГТ, б – суммарный разрез МФ

кальных акустических неоднородностей [5, 10, 11, 13].

Отметим, что в начальный период обработки сейсмоданных с применением технологии МФ были отмечены как преимущества, так и недостатки: большая чувствительность метода МФ и возможность выделения помех, снижение латеральной разрешенности на разрезах МФ за счет улучшения соотношения сигнал/помеха, высокие стоимость и ресурсоемкость [12]. В процессе совершенствования методики обработки МФ указанные недостатки, за исключением ресурсоемкости, были сняты, включая значительное снижение стоимости.

Примеры эффективности мультифокусинга при повышении качества сейсмического изображения среды

Эффективность процедур и технологий обработки сейсмоданных зависит от базовых математических моделей среды. В основе сейсморазведочного метода ОГТ лежит математическая модель среды с плоскими субгоризонтальными границами раздела, положительным вертикальным градиентом средней скорости распространения сейсмических волн и упрощенной гиперболической формой годографа отраженной волны (модель МОГТ). К факторам, ограничивающим эффективность и результативность среднечастотной сейсморазведки методом ОГТ в условиях Западной Сибири, следует отнести: сложные природно-географические условия: тайга, большое количество рек, озер и болот; зона вечной мерзлоты; тонкослоистость геологического разреза; недостаточная геолого-гео-

физическая изученность доюрского (палеозойского) комплекса отложений и др. Причинами низкого качества освещения верхней части разреза (ВЧР) на разрезах и кубах ОГТ также являются: интервал накопления кратности ОГТ от 1 до проектной; большие расстояния между линиями возбуждения и приема, которые в 5–10 раз превышают шаги между пунктами возбуждения (ПВ) и приема (ПП).

Эффективность технологии мультифокусинга проявляется в значительном повышении качества сейсмического изображения среды и прослеживания основных и энергетически слабых второстепенных отражающих горизонтов. Второстепенные отражения характеризуют внутреннее геологическое строение продуктивных толщ терригенных и карбонатных осадочных отложений, от качества выделения этих отражений зависит возможность выявления неантиклинальных ловушек УВ, которые незначительно отличаются по акустическим свойствам от вмещающих отложений. Кроме того, достоверность результатов решения «динамических» задач сейсморазведки зависит от следующих факторов: «(1) качества сейсмических материалов, (2) сложности геологического объекта и (3) величины аномального эффекта, т.е. от соотношения ожидаемой полезной аномалии некоторого параметра к погрешности его определения... Очевидно, что решение задач оценки вещественного состава возможно только там, где качество сейсмических материалов или, другими словами, соотношение сигнал/помеха достаточно велико. В зависимости от характера решаемой задачи потребуется обеспечить соотношение сигнал/помеха от 5 до 50» (Г.Н. Гогоненков,

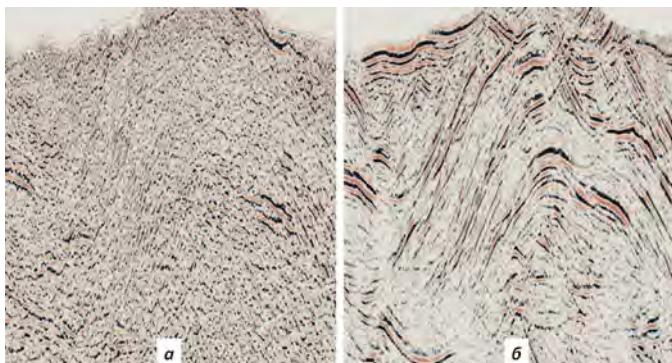
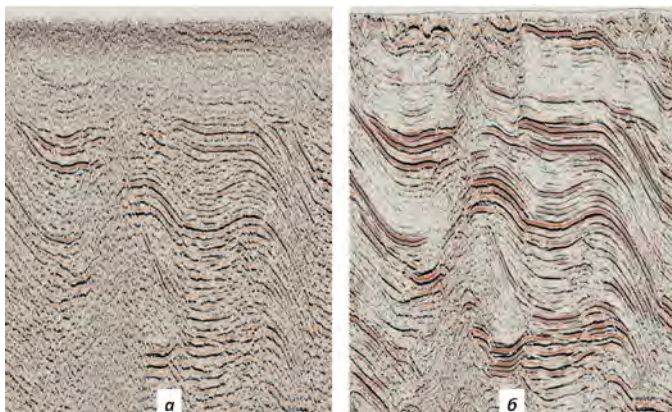


Рис. 2. Сравнение сейсмических разрезов (British Columbia, Канада): а – суммарный разрез ОГТ, б – суммарный разрез МФ

1981). Отметим, что известные положительные результаты «динамического» анализа данных 3D и 4D сейсморазведки были получены в благоприятных сейсмогеологических условиях и при адекватности базовых математических моделей среды, в применяемых методиках и технологиях сейсморазведки, реальному строению геологического разреза.

Ниже приведены практические примеры, демонстрирующие преимущества метода мультифокусинга по сравнению с результатами обработки сейсмоданных по общепринятой методике ОГТ (из опубликованных источников и материалов *Geomage, LTD*, ООО «Геомедж РУ» и ТОО «Геомедж КЗ»). Эти примеры были получены по данным среднечастотной 2D/3D сейсморазведки в разных сейсмогеологических условиях, характеризующихся большими углами наклона и криволинейностью границ раздела, осложненных тектоническими нарушениями, и при сложном рельефе местности: в Тимано-Печорской провинции (рис. 1), в предгорьях (British Columbia, Канада) (рис. 2), в Восточной Сибири (Якутия, рис. 3), в Западной Сибири – месторождения

Рис. 3. Сравнение сейсмических изображений (Якутия): а – суммарный разрез ОГТ, б – суммарный разрез МФ



Русское (рис. 4) и Сургинское (рис. 5), в Прикаспийской впадине (рис. 6) и др.

На мигрированных разрезах и кубах МФ существенно улучшилось прослеживание основных и второстепенных отражений от поверхности наблюдений и по всей глубине разреза. При этом на результатах ОГТ практически не освещается самая верхняя часть разреза (ВЧР) в поле отраженных волн (рис. 1, 2, 3, 4). Отметим, что при значительном увеличении соотношения сигнал/помеха на результатах МФ не наблюдается какое-либо снижение латеральной разрешенности сейсмической записи, что хорошо видно на участках тектонических нарушений и выклинивания слоев.

Для учета фактической топографии сложного рельефа сейсмостоемки и статических поправок при обработке по методикам ОГТ и МФ (рис. 2) была применена программная разработка *Geomage Statics and MultiFocusing® Imaging* (разработка *Geomage, LTD*). Данные свойства МФ обеспечивают повышение детальности изучения скоростных неоднородностей в ВЧР, включая зону вечной мерзлоты, с тем, чтобы в процессе обработки МФ и глубинной миграции до суммирования (*PSDM*) учесть их искажающее влияние.

Применение «глубинной миграции после суммирования» по суммарному кубу МФ (обозначим *PostSDM+МФ*) может рассматриваться как методический прием, повышающий эффективность технологии *PSDM*. При относительно простом строении разреза куб *PostSDM+МФ* может стать альтернативным результатом глубинной миграции. На рис. 4 сравниваются изображения на стандартном кубе *PSDM* и кубе *PostSDM+МФ*, полученных с использованием одной и той же модели *PSDM* [13]. На кубе *PSDM*, представленном в глубинном масштабе, сейсмическая запись с глубиной становится более низкочастотной. Для повышения надежности прослеживания отражающих горизонтов могут также применять полосовую фильтрацию или частотно-зависимые процедуры. Указанное приводит к ухудшению разрешенности записи, что может сделать невозможным изучение внутреннего строения перспективного подсолевого комплекса отложений (оранжевые стрелки на рис. 13а). На кубе *PostSDM+МФ* наблюдается значительное улучшение (рис. 4б):

- качества прослеживания основных и второстепенных отражающих горизонтов по всей глубине разреза;
- изображения блокового строения подсолевого карбонатного нефтяного месторождения;
- разрешенности записи и детальность изображения внутреннего строения продуктивного

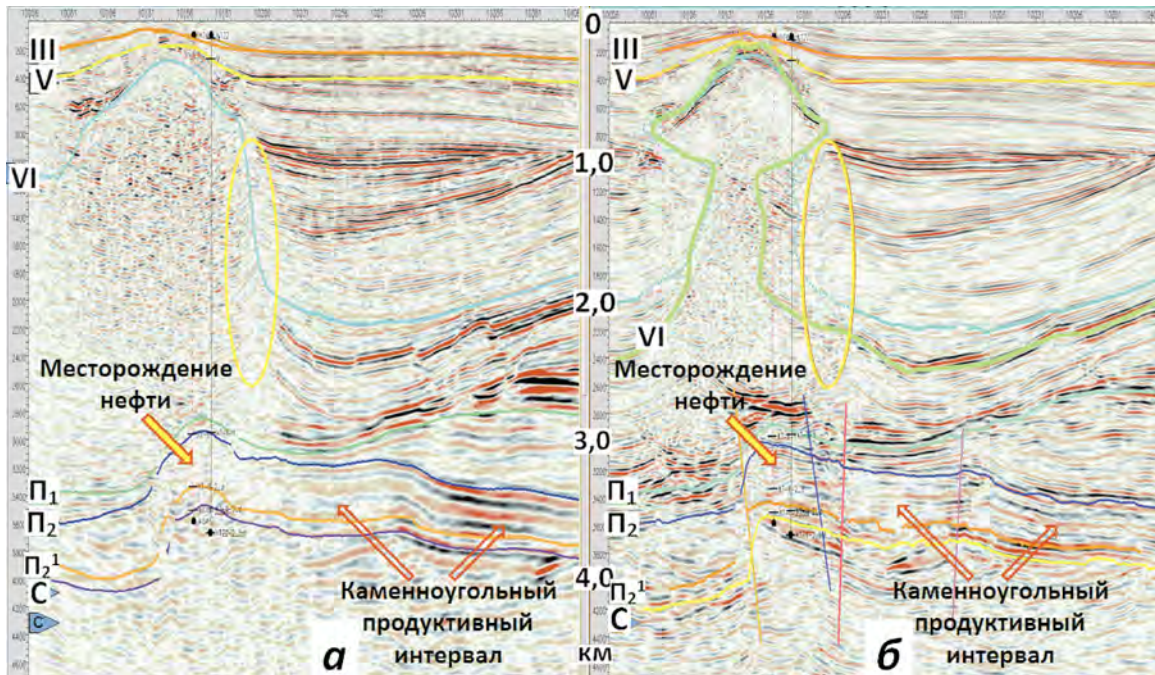


Рис. 4.
 Прикаспийская впадина. Сравнение сечений глубинных кубов [13]: а – стандартная PSDM, б – глубинная миграция PostSDM суммарного куба МФ

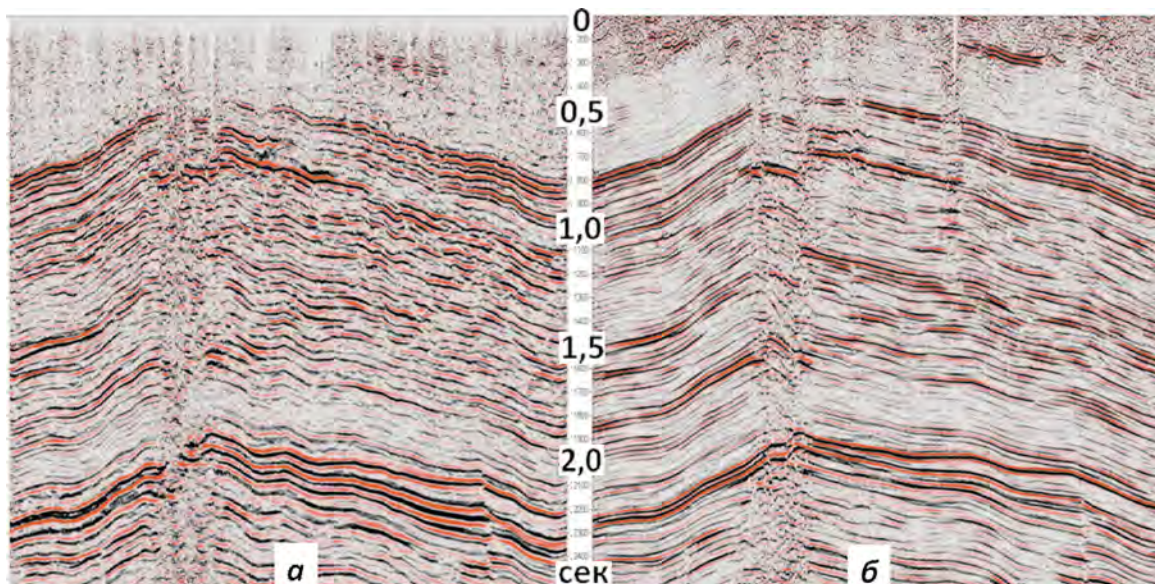
интервала каменноугольного комплекса отложений;

– изображения соляного купола, которое трансформировалось из трапецивидной формы на кубе PSDM (рис. 4а) в грибовидную на кубе PostSDM+МФ (рис. 4б).

На месторождении Русское технология МФ применялась при обработке 2D (1990–1992 гг., низкая кратность ОГТ, рис. 5б) и 3D сейсмодан-

ных (рис. 6б), что значительно улучшило качество прослеживания основных и второстепенных отражений и разрешенность сейсмического изображения среды в сравнении со стандартной обработкой ОГТ. «По кубу МФ было уточнено геологическое строение газонефтяной сеноманской залежи, включая выделение малоамплитудных нарушений, при этом повысилась надежность привязки к скважинным данным отраже-

Рис. 5.
 Сравнение фрагментов мигрированных разрезов ОГТ (а) и МФ (б) [3]



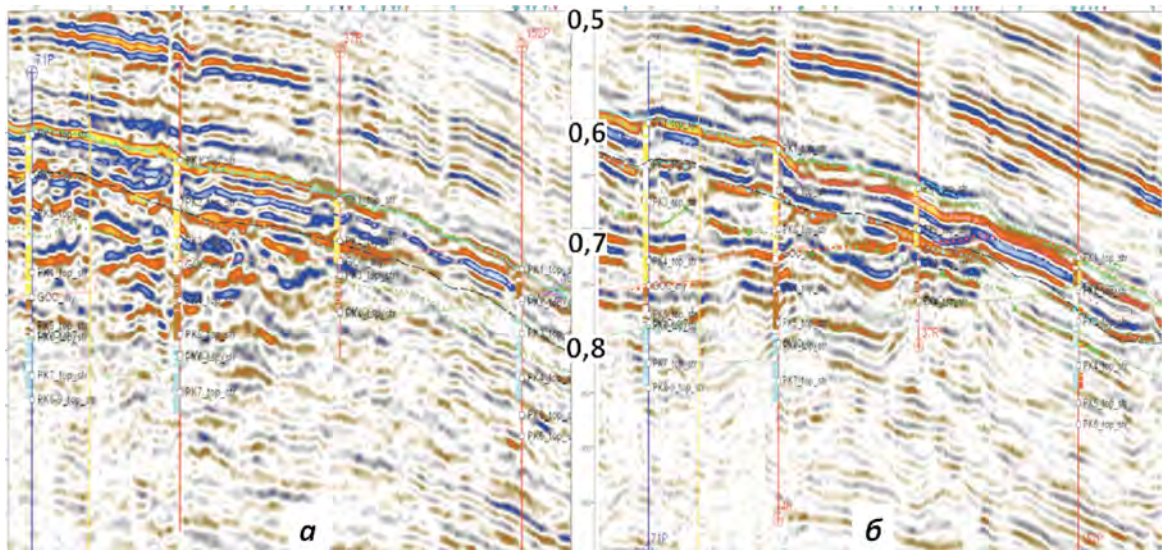


Рис. 6. Сравнение фрагментов мигрированных кубов ОГТ (а) и МФ (б) [3]

ний от кровли продуктивных пластов (рис. 6б), также отчетливо проявились субгоризонтальные отражения от газонефтяного контакта в пределах продуктивных слоев» [3].

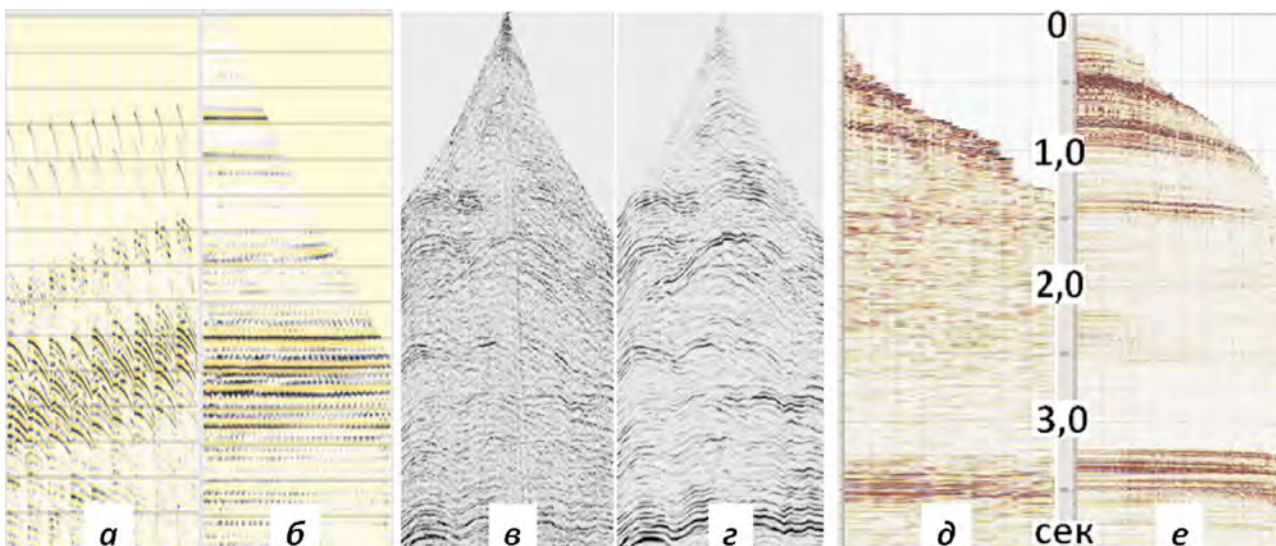
Формирование улучшенных (MF-Enhanced) сейсмограмм МФ. В процессе получения суммарных временных разрезов и кубов МФ формируется набор параметров МФ, рассчитанных для всех выделенных элементов отраженных волн. Одной из функций технологии МФ является формирование набора улучшенных сейсмограмм МФ (рис. 7з, е) путем частичного когерентного суммирования записей на сейсмограммах ОГТ (рис. 7в, д) на основе рассчитанных параметров МФ. Для сравнения параметры системы наблюдения на улучшенных сейсмограммах МФ

были заданы совпадающими с местоположением трасс на исходных сейсмограммах ОГТ [9]. Формирование сейсмограмм МФ выполняется из трасс сейсмограмм ОГТ в пределах центральной части 1 зоны Френеля, размер которой увеличивается с глубиной. Кратность сейсмограмм МФ на 1–2 порядка больше, чем у исходных сейсмограмм ОГТ, это увеличивает статистический эффект суммирования сигналов от 5–7 раз в верхней и до 12–15 раз в нижней частях разреза. На рис. 7б показано отсутствие растяжения записи после ввода кинематических поправок на трассах сейсмограммы МФ, сформированной из сейсмограмм ОГТ (рис. 7а) [8].

На улучшенных сейсмограммах МФ есть все отраженные и дифрагированные волны, в том

Рис. 7.

Сравнение сейсмограмм ОГТ и МФ: а, в, д – ОГТ; б – МФ после ввода кинематических поправок; з, е – улучшенные сейсмограммы МФ



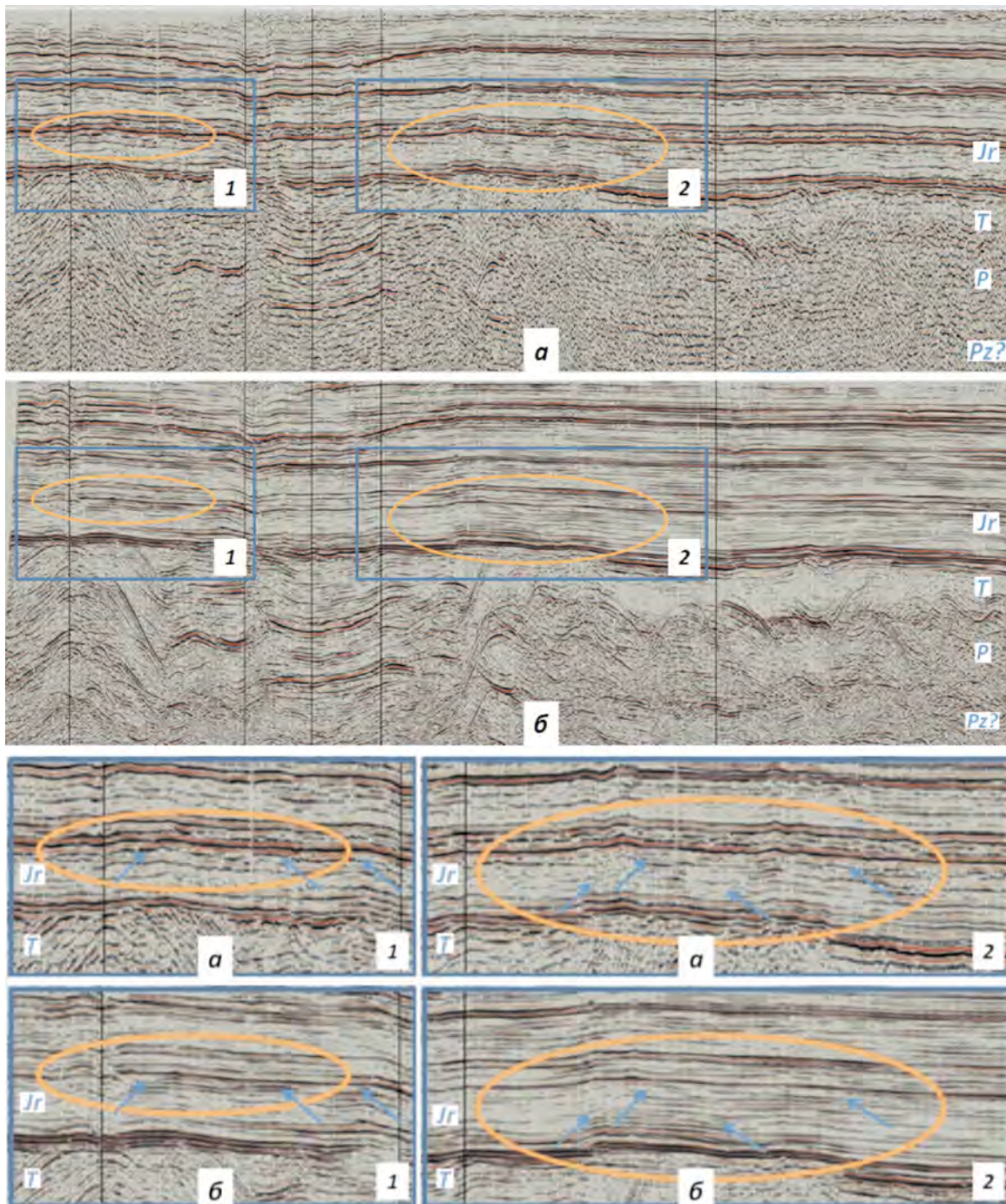


Рис. 8.
 Сравнение сейсмических разрезов ОГТ (а) и МФ (б) и увеличенных фрагментов (1) и (2), на которых выделены амплитудные аномалии в юре

числе с негиперболической формой годографов, при этом отсутствуют низко- и среднескоростные линейные волны-помехи (рис. 7г), которые могли быть пропущены при обработке по методике ОГТ. Также обеспечено сохранение относительных амплитуд и точное определение времен прихода отраженных волн. Улучшенные сейсмограммы МФ используют в качестве входных данных в технологиях глубинной миграции до суммирования (PSDM), дифракционного

мультифокусинга и сейсмогеологической интерпретации, например, в технологии AVO [8].

Выделение ловушек руслового или озерно-болотного типов по амплитудным аномалиям типа «ярких пятен». Сейсмические разрезы ОГТ (рис. 8а и 9а) были получены в Западной Сибири с целью разведки структур в перспективном юрском комплексе отложений (из материалов Geotage LTD). После дополнительной обработки сейсмограмм ОГТ

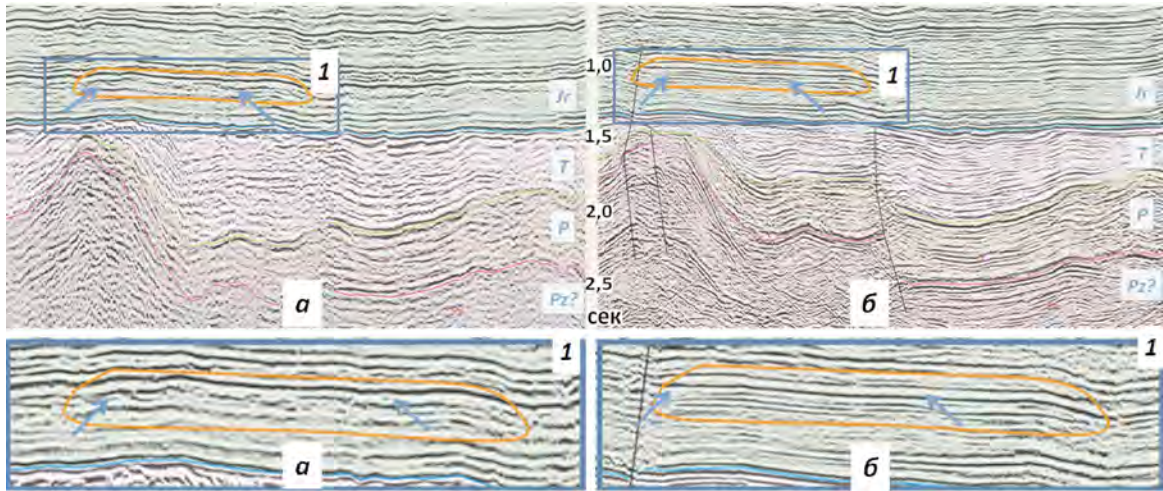


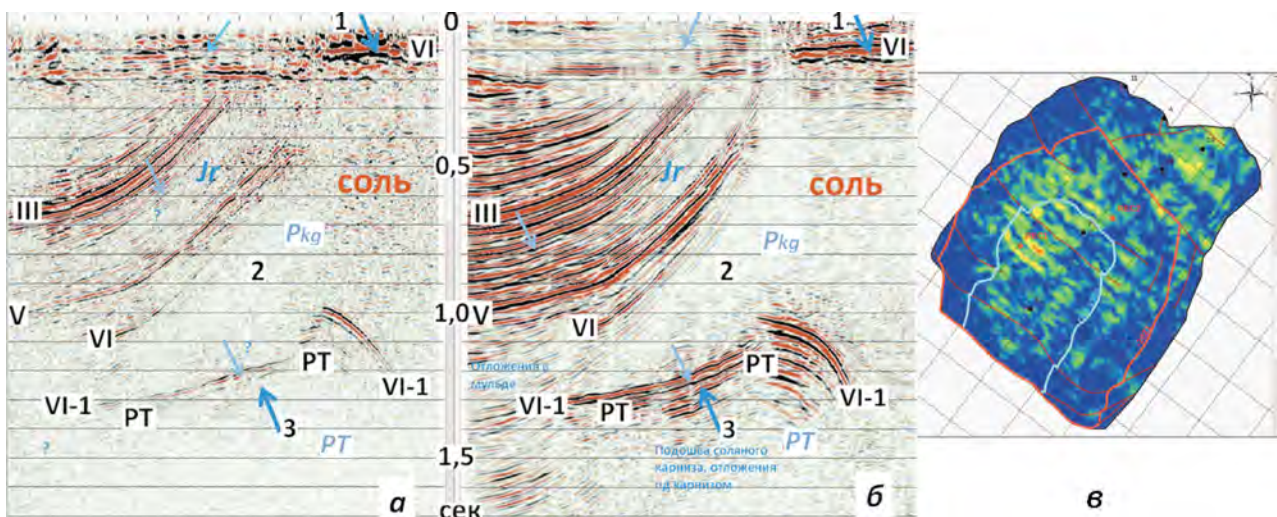
Рис. 9. Сравнение сейсмических разрезов ОГТ (а) и МФ (б) и увеличенного фрагмента (1), на котором выделена амплитудная аномалия в юре.

по технологии мультифокусинга значительно улучшилось качество прослеживания основных и второстепенных отражений как в юрско-меловых отложениях, так и в доюрском комплексе отложений. Отметим, что в толще юрских отложений существенно улучшилось прослеживание второстепенных отражений, на которых уверенно начали выделяться амплитудные аномалии типа «ярких пятен» (в оранжевых контурах на рис. 8б и 9б). Некоторое смещение этих аномалий в пределах антиклинальных структур может свидетельствовать о наличии ловушек руслового или озерно-болотного типов. Для детального рассмотрения участков выделения амплитудных аномалий (в синих контурах) также показаны увеличенные фрагменты разрезов ОГТ и МФ (рис. 8-1, 8-2, 9-1).

Значительное улучшение прослеживания основных и второстепенных отражений в нижней части разрезов МФ свидетельствует, что доюрский комплекс отложений сложен осадочными породами и имеет складчатую структуру, осложненную тектоническими нарушениями (рис. 8, 9). К палеозойскому комплексу отложений в нижней части доюрского структурного этажа в последние годы привлечено повышенное внимание с целью изучения перспектив нефтегазоносности [4, 5].

Повышение эффективности технологии глубинной миграции на основе результатов мультифокусинга. Известно, что эффективность PSDM существенно образом зависят от адекватности сформированной глубинно-скоростной модели (модель PSDM) строению из-

Рис. 10. Выделение подкарнизной многопластовой ловушки УВ на кубах PSDM: а – стандартная обработка, б – с применением Мультифокусинга, в – карта атрибута ДМФ; 1 – кровля соляного купола, 2 – соляной карниз, 3 – подкарнизная ловушка в триасе



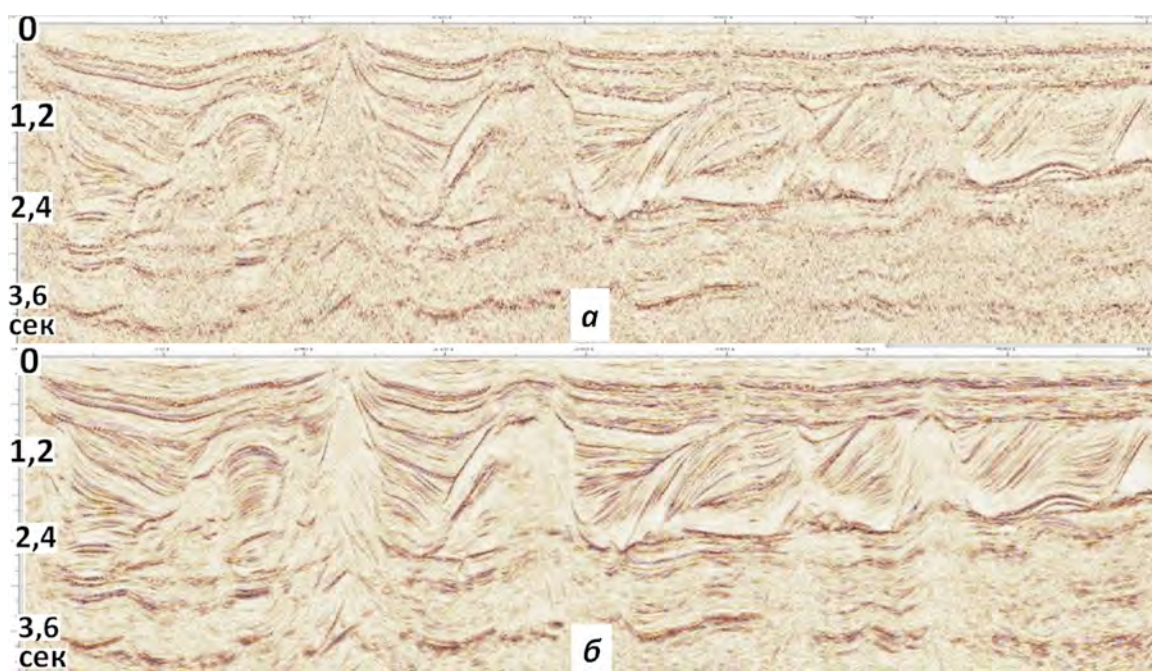


Рис. 11.
Сравнение сейсмических разрезов ретроспективного профиля: а – восстановленный разрез ОГТ, б – с применением «мультифокусинга после суммирования»

учаемой среды [14, 15]. В Западной Сибири мезозойская часть разреза характеризуется субгоризонтальной слоистостью, и применение *PSDM* позволяет улучшить фокусирование сигналов, в том числе за счет учета преломляющего эффекта в зоне вечной мерзлоты и других скоростных неоднородностей в ВЧР. Для существенного повышения качества сейсмических изображений на результативных разрезах и кубах *PSDM* рекомендуем:

– формировать начальный вариант модели *PSDM* по более полному и качественному сейсмическому изображению среды на разрезах или кубах МФ;

– использовать в качестве входных данных улучшенные сейсмограммы МФ [9, 12, 13]. Отметим, что на результатах *PSDM* и *PSTM*, полученных по улучшенным сейсмограммам МФ, может наблюдаться некоторое уменьшение разрешенности записи в ВЧР в сравнении с суммарными или мигрированными разрезами и кубами МФ. Это связано с алгоритмом ввода кинематических поправок в технологиях миграции *PSDM* и *PSTM*, приводящему к растяжению сейсмической записи на удаленных трассах.

Использование улучшенных сейсмограмм МФ при получении глубинного куба *PSDM* значительно улучшило качество сейсмического изображения многослойного подкарнизного пермотриасового месторождения нефти в Прикаспийской впадине (рис. 10б), по сравнению со стандартным кубом *PSDM* (рис. 10а). Отметим,

что улучшенное изображение многослойной залежи хорошо коррелируется с данными бурения. На представленных сечениях кубов *PSDM* в интервале подкарнизного месторождения видно только одно амплитудное тектоническое нарушение. После обработки улучшенных сейсмограмм МФ по технологии 3D дифракционный мультифокусинг в интервале подкарнизной терригенной залежи выделились субпараллельные амплитудные аномалии ДМФ, которые свидетельствуют о наличии серии малоамплитудных тектонических нарушений (рис. 10в).

Применение опции «мультифокусинг после суммирования» существенно повышает качество сейсмических разрезов ретроспективных сейсмических профилей, отработанных более 25–30 лет назад (С. Исенов, 2021)¹. Восстановление «старых» профилей выполняется путем оцифровки с фотобумаги сейсмических разрезов ОГТ в стандартный формат *SEG Y*, выполнения процедур постобработки ОГТ и опции «мультифокусинг после суммирования». Сравнение восстановленного с бумажного носителя сейсмического разреза ОГТ (рис. 11а), полученного в условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины, и после применения «мультифокусинг после суммирования» показывает на существенное улучшение качества сейсмического изображения по всей глубине разреза

¹ Исенов С.М. Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки // Нефть и газ. 2001. № 1. С. 52–68; № 2. С. 47–75.

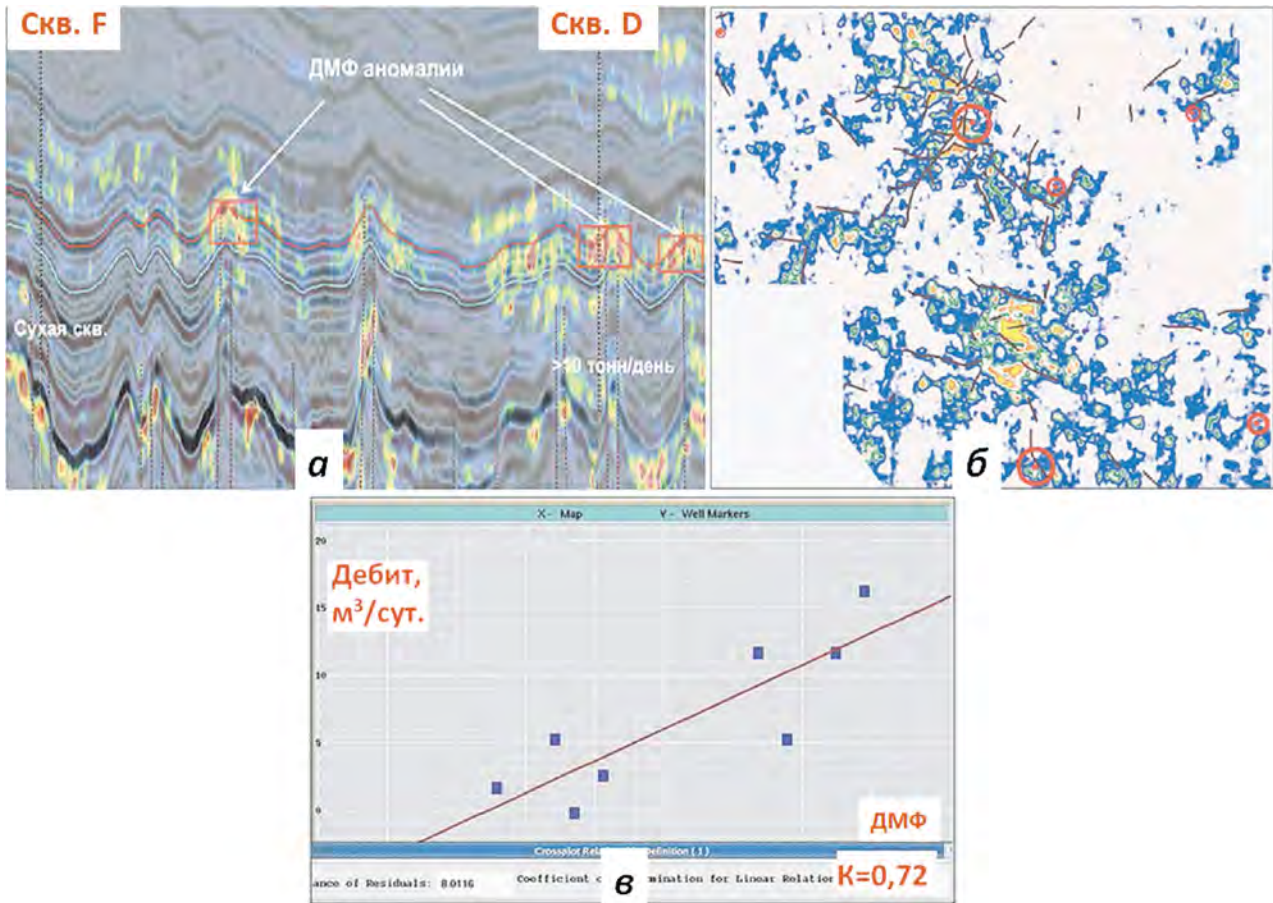


Рис. 12. Западная Сибирь. Совмещенное изображение кубов МФ и ДМФ (а), карта аномалий ДМФ и дебитов в скважинах (б) и график зависимости амплитуд ДМФ от дебитов нефти (в)

(рис. 11б). При этом может быть улучшено выделение тех регулярных волн-помех, которые не были удалены в процессе прежней обработки.

Данный пример демонстрирует возможность получения дополнительной геологической информации из сейсмических разрезов прошлых лет, которые сохранились на бумажных или электронных носителях. Это будет полезно в действующих проектах ГРП или повысит коммерческую привлекательность малоизученных территорий.

Дифракционный мультифокусинг – средство извлечения дополнительной информации в поле дифрагированных волн

Обнаружение мелкомасштабных неоднородностей в поле дифрагированных волн: малоамплитудных тектонических нарушений, зон трещиноватости, каверно- и карстообразования, является значимым дополнением к информации о структурно-тектоническом строении среды и резервуаров УВ. Такая информация поможет

снизить риски бурения разведочных и эксплуатационных скважин и оптимизировать схему разработки месторождений УВ.

На рис. 12 приведен пример прогноза зон трещиноватости и повышенной проницаемости в интервале пород баженовской свиты на одном из месторождений в Западной Сибири. На совмещенном изображении кубов МФ (фон) и ДМФ (в цвете – амплитудные аномалии дифрагированных волн) показано неравномерное размещение аномалий ДМФ вдоль слоя баженовской свиты. «Сухая» скважина F, находящаяся на более высоком гипсометрическом уровне, не попала в аномалию ДМФ, а в скважине D, попавшей в аномалию ДМФ, получен дебит нефти >10 т/сут (рис. 12а). Аномалии ДМФ в рассматриваемом интервале (рис. 12б) имеют коэффициент корреляции 0,72 с дебитами нефти в эксплуатационных скважинах (рис. 12в) (Е. Ланда, 2013). На подсоловом карбонатном месторождении был получен коэффициент корреляции 0,65 между аномалиями ДМФ с дебитами нефти в эксплуатационных скважинах [13].

На кубе *PSDM*, полученном с использованием улучшенных сейсмограмм МФ (*рис. 10б*), существенно повышено качество сейсмического изображения по всей глубине разреза, включая выделение в поле отраженных волн многослойного подкарнизного месторождения нефти (Прикаспийская впадина), строение которого было проблематично определить на стандартном кубе *PSDM* (*рис. 10а*). На сечениях этих кубов *PSDM* вдоль подкарнизных отражений наблюдается только одно тектоническое нарушение, а на карте ДМФ, сформированной в интервале подкарнизной пермотриасовой залежи, отчетливо выделились аномалии ДМФ, субпараллельный характер которых свидетельствует о наличии серии малоамплитудных тектонических нарушений (*рис. 13в*).

Выводы

1. Для повышения эффективности ГРП в конкретных сейсмогеологических условиях необходимо применять наиболее эффективные методики и технологии, базовые математические модели которых адекватны реальному геологическому строению среды и характеристикам сейсмического волнового поля.

2. Применение технологий «мультифокусинг» и «дифракционный мультифокусинг» дополнительно к стандартной методике обработки сейсмоданных по методике ОГТ расширяет круг решаемых геологических задач в разных сейсмогеологических условиях за счет существенного повышения качества и информативности

сейсмического изображения среды на результирующих разрезах и кубах, а также сейсмической записи на улучшенных сейсмограммах МФ, при сохранении относительных амплитуд.

3. Значительное улучшение выделения энергетически слабых второстепенных отражений на результатах МФ и ДМФ, характеризующих внутреннее строение продуктивных терригенных и карбонатных толщ, является основой для выявления неантиклинальных и глубоко залегающих ловушек УВ.

4. При увеличении на результатах МФ количественных оценок соотношения сигнал/помеха в среднем до 2–3 раз и разрешенности записи – до 10–15% будет повышена достоверность прогнозирования вещественного состава отложений и параметров коллекторских свойств отложений и покрышек. На этой основе повысится информативность и достоверность смежных видов сейсмогеологических исследований, а также будут уменьшены неопределенности параметров в геологических и гидродинамических моделях резервуаров, и снижены риски разведочного и эксплуатационного бурения.

5. Применение опции «мультифокусинг после суммирования» обеспечит повышение качества и информативности сейсмических изображений на ретроспективных сейсмических профилях, которые могут быть восстановлены (оцифрованы) с фотобумаги или сохранились в цифровом виде на магнитных носителях. **□**

Литература

1. Андреев В.Н., Блюменцвайг В.И., Глотов О.К. и др. Временные указания по методике поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа. М.:ИГиРГИ. 1986. 215 с.
2. Матлошинский Н.Г., Таскинбаев К.М., Матлошинский Р.Н. и др. Неантиклинальные ловушки надсолевого комплекса Прикаспийской впадины: поиски, оценка и перспективы // Нефть и газ. 2019. № 6 (114). С. 51–68.
3. Karabelnikov A., Kulikova A., Nevidimova A. et al., Application of Multifocusing technology for reprocessing seismic materials for the Russkoye field in Western Siberia. First Break, vol. 26, April 2008, pp. 69-75.
4. Кузнецова О.В., Караулов А.В., Цимбалюк Ю.А. Новые геотехнологии – для старых нефтегазоносных провинций // Oil & Gas Journal. 2013. № 1-2.
5. Исенов С.М. Геотехнологии «Мультифокусинг» и «Дифракционный Мультифокусинг» – новый уровень решения геологических задач / Материалы совещания ООО «Газпром геологоразведка» «Развитие минерально-сырьевой базы газонефтедобычи в Восточной Сибири». Красноярск. 2013. С. 114–121.
6. Исказиев К.О., Адилбеков К.А., Исенов С.М. Повышение качества сейсмического изображения при изучении глубоких палеозойских отложений // Нефть и газ. 2018. № 1. С. 52–64.
7. Шериф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р., Митчем Р.М.-мл. и др. Сейсмическая стратиграфия. В 2-х ч. М.:Мир. 1982. 846 с.
8. Цимбалюк Ю.А., Матигоров А.А., Беркович А. Мультифокусинг – новая технология обработки данных сейсморазведки // Нефтегазовая вертикаль. Спецвыпуск ЗапСибНИИГ. 2010. С. 26–31.
9. Berkovitch A., Deev K. and Landa E. How Non-hyperbolic MultiFocusing Improves Depth Imaging. First Break, Volume 29, September 2011, pp. 95-103.
10. Ланда Е. Обнаружение зон трещиноватости методом дифракционного мультифокусинга // Oil & Gas Journal. 2011. Ноябрь. С. 48–51.
11. Berkovitch A., Belfer I., Hassin Y. and Landa E. Diffraction Imaging by Multifocusing. / Geophysics, Vol. 74, No. 6, November-December 2009, pp. WCA75-WCA81.
12. Ланда Е., Балдин В., Хафизов С. и др. Каковы основные недостатки и преимущества использования метода мультифокусинга для обработки сейсмических данных? // Oil & Gas Journal. 2012. Август. С. 48–50.

13. Исенов С.М., Караулов А.В. Технологии «Мультифокусинг» и «Дифракционный Мультифокусинг» – новый уровень геологического изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 22-23-24. С. 14–15.
14. Коростышевский М.Б., Сахаров А.Б., Смяева Д.А., Хайретдинова Е.М. Некоторые аспекты совместного использования данных глубинной миграции до суммирования и бурения // Технологии сейсморазведки. 2005. № 1. С. 52–56.
15. Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К., Окрепкий А.И. Адекватная скоростная модель – основа эффективного построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами // Геофизический журнал. 2015. № 1. Т. 37. С. 147–164.

UDC 550.834:553.982

S.M. Isenov, PhD, Chief Geophysicist, LLP “Geomedzh KZ”¹, serik.isenov@gmail.com

¹32 Khabanbay batyr str., Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan.

Multifocusing technologies: a means for detecting non-anticlinal and deep-looking traps

Abstract. Problematic issues and practical examples of improving the identification of non-anticlinal and deep-looking hydrocarbon traps are considered based on improving the quality and detail of the seismic image of the environment when processing seismic data using the Multifocusing technology. The Multifocusing method is developed on the wave nature of the formation of seismic signals within the first Fresnel zone, which provides a number of advantages over the conventional CDP method. A significant increase in the Signal / Noise ratio and the resolution of the seismic record determine the reliability of predicting the material composition of sediments and the physical parameters of hydrocarbon reservoirs.

Keywords: limitations of seismic exploration by the CDP method; Multifocusing; Diffractive Multifocusing; quantitative estimates of the signal/noise ratio; vertical resolution; prediction of the material composition of sediments and physical parameters of reservoirs.

References

1. Andreev V.N., Bliumtsvaig V.I., Glotov O.K. i dr. *Vremennye ukazaniya po metodike poiskov zalezhei nefi v lovushkakh neantiklinal'nogo tipa* [Temporary instructions on the method of prospecting for oil deposits in traps of non-anticlinal type]. Moscow, IGIRGI Publ., 1986, 215 p.
2. Matloshinskii N.G., Taskinbaev K.M., Matloshinskii R.N. i dr. *Neantiklinal'nye lovushki nadsolevogo kompleksa Prikaspiiskoi vpadiny: poiski, otsenka i perspektivy* [Non-anticlinal traps of the post-salt complex of the Caspian basin: search, assessment and prospects]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 2019, no. 6 (114), pp. 51–68.
3. Karabelnikov A., Kulikova A., Nevidimova A. et al., Application of Multifocusing technology for reprocessing seismic materials for the Russkoye field in Western Siberia. *First Break*, vol. 26, April 2008, pp. 69-75.
4. Kuznetsova O.V., Karaulov A.V., Tsimbaliuk Iu.A. *Novye geotekhnologii – dlia starykh neftegazonosnykh provintsii* [New geotechnologies – for old oil and gas provinces]. *Oil & Gas Journal* [Oil & Gas Journal], 2013, no. 1–2.
5. Isenov S.M. *Geotekhnologii «Mul'tifokusing» i «Difraktsionnyi Mul'tifokusing» – novyi uroven' resheniya geologicheskikh zadach* [Multifocusing and Diffractive Multifocusing Geotechnologies- a new level of solving geological problems]. Materials of the meeting of OOO Gazprom Geologorazvedka «Razvitie mineral'no-syr'evoi bazy gazoneftedobychi v Vostochnoi Sibiri» [Development of the mineral resource base for gas and oil production in Eastern Siberia], Krasnoyarsk, 2013, pp. 114–121.
6. Iskaziev K.O., Adilbekov K.A., Isenov S.M. *Povyshenie kachestva seismicheskogo izobrazheniya pri izuchenii glubokikh paleozoiskikh otlozhenii* [Improving the quality of seismic images in the study of deep Paleozoic deposits]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 2018, no. 1, pp. 52–64.
7. Sheriff R.E., Gregori A.P., Veil P.R., Mitchem R.M.-ml. i dr. *Seismicheskaya stratigrafiya* [Seismic stratigraphy]. In 2 parts. Moscow, Mir Publ., 1982, 846 p.
8. Tsimbaliuk Iu.A., Matigorov A.A., Berkovich A. *Mul'tifokusing – novaia tekhnologiya obrabotki dannykh seismorazvedki* [Multifocusing – new processing technology of seismic data]. *Neftegazovaya vertikal'* [Oil & Gas Vertical], special issue ZapSibNIIIGG, 2010, pp. 26–31.
9. Berkovitch A., Deev K. and Landa E. How Non-hyperbolic MultiFocusing Improves Depth Imaging. *First Break*, Volume 29, September 2011, pp. 95-103.
10. Landa E. *Obnaruzhenie zon treshchinovostoi metodom difraktsionnogo mul'tifokusinga* [Detection of fracture zones by the method of Diffraction Multifocusing]. *Oil & Gas Journal* [Oil & Gas Journal], 2011, November, pp. 48–51.
11. Berkovitch A., Belfer I., Hassin Y. and Landa E. Diffraction Imaging by Multifocusing. / *Geophysics*, Vol. 74, No. 6, November-December 2009, pp. WCA75-WCA81.
12. Landa E., Baldin V., Khafizov S. i dr. *Kakovy osnovnye nedostatki i preimushchestva ispol'zovaniya metoda mul'tifokusinga dlia obrabotki seismicheskikh dannykh?* [What are the main disadvantages and advantages of using the Multifocusing method for seismic data processing?]. *Oil & Gas Journal* [Oil & Gas Journal], 2012, August, pp. 48–50.
13. Isenov S.M., Karaulov A.V. *Tekhnologii «Mul'tifokusing» i «Difraktsionnyi Mul'tifokusing» – novyi uroven' geologicheskogo izucheniya podsolevykh karbonatnykh rezervuarov v Prikaspiiskoi vpadine* [Multifocusing Technologies and Diffractive Multifocusing – a new level of geological study of subsalt carbonate reservoirs in the Pre-Caspian depression]. *Neftegazovaya vertikal'* [Oil & Gas Vertical], 2014, no. 22-23-24, pp. 14–15.
14. Korostyshevskii M.B., Sakharov A.B., Smneva D.A., Khairretdinova E.M. *Nekotorye aspekty sovmnestnogo ispol'zovaniya dannykh glubinnoi migratsii do summirvaniya i bureniya* [Some aspects of sharing prestack and drilling depth migration data]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Technologies of seismic exploration], 2005, no. 1, pp. 52–56.
15. Tiapkina A.N., Tiapkin Iu.K., Okrepkii A.I. *Adekvatnaya skorostnaya model' – osnova effektivnogo postroeniya seismicheskikh izobrazhenii pri kartirovani lovushkek uglevododorodov, svyazannykh s solianymi kupolami* [Adequate velocity model is the basis for efficient seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes]. *Geofizicheskii zhurnal* [Geophysical journal], 2015, no. 1, vol. 37, pp. 147–164.



Д.В. Булыгин
д-р геол.-мин. наук
Нефтегазовый НИЦ МГУ¹
заместитель генерального директора
по геологии
buligindv1952@mail.ru



А.А. Энгельс
канд. геол.-мин. наук
ТОО «Алстронтелеком»²,
руководитель
a_engels@mail.ru,



Р.Г. Рамазанов
канд. техн. наук
МГУ им. М.В. Ломоносова
геологический факультет
кафедра теоретических основ разработки
месторождений нефти и газа
доцент
Нефтегазовый НИЦ МГУ¹
генеральный директор
ramazanovrg@mail.ru

Повышение эффективности заводнения нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий

¹Россия, 119992, Москва, Ленинские горы, д. 1 стр. 77.

²Казахстан, Алматы, ул Ибрагимова, 9, СЭЗ «Парк информационных технологий»

Предложен метод анализа эффективности потокоотклоняющих технологий, основанный на использовании статистических и гидродинамических моделей. Метод позволяет оценить изменение сложившихся трендов по закачке воды, отборам нефти и жидкости. Полученные данные могут использоваться для составления пилотных проектов применения потокоотклоняющих технологий при подборе объектов, анализе и прогнозе эффективности на нефтяных месторождениях в условиях высокой степени неопределенности исходной информации об объекте

Ключевые слова: анализ эффективности; потокоотклоняющие технологии; техногенные каналы фильтрации; зоны влияния закачки; дополнительная добыча нефти; скорости фильтрации; блокирующая композиция; модель фильтрации трубок тока

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ), наряду с бурением боковых стволов и циклическим заводнением входят в число гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. От применения потокоотклоняющих технологий ежегодно добывается 11,42–13% нефти, а годовая добыча за счет этих методов оценивается в 40–50 млн т [1]. При этом наибольшее применение получили упрощённые подходы к оценке эффективности технологий, разработанные ещё в 60–80-х годах прошлого века [2] и с дополнениями и изменениями [3] принятые на вооружение большинством нефтедобывающих компаний. Дальнейшее повышение эффективности заводнения нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий возможно только на основе тщательного анализа эффективности заводнения и подбора новых технологий с учётом опыта применения на объекте. В статье предложен методический подход, представляющий дальнейшее развитие статистического и гидродинамического методов расчётов [4].

Постановка задачи

В настоящее время бизнес-процесс внедрения малообъёмных физико-химических оторочек ориентирован на получение дополнительной добычи нефти по отдельным участкам и скважинам, а не на повышение эффективности метода заводнения в целом. Анализ эффективности заводнения и распределения давления и причин прогрессирующего обводнения скважин залежи является «ключом» не только к выбору метода воздействия, но и анализу его эффективности.

По многим объектам разработки стабилизация уровня добычи нефти достигается за счёт увеличения отборов жидкости и объёмов закачки. Возрастанию отборов попутно добываемой воды способствует как проницаемостная неоднородность, так и наличие межпластовых перетоков, которые нарушают баланс в системе и приводят к неравномерному распределению пластового давления. Перетоки, вызывающие перекомпенсацию отбора закачкой, могут быть учтены в модели с помощью идентификации текущей гидропроводности пласта. Для установки «аквифера» привлекаются данные термометрии, расходомерии и АКЦ. Привлечение данных лабораторных испытаний, профилей приёмистости, трассирующих индикаторов и другой промысловой информации в сочетании с моделированием процесса воздействия гелеобразующими составами дают возможность получить более ценные и приоритетные выводы по сравнению с оценками на основе результатов только характеристик вытеснения

или 3D геолого-гидродинамического моделирования [5].

На поздней стадии разработки накоплен громадный объём информации в виде построенных геологических и гидродинамических моделей, корпоративных Баз Данных по замерам давлений, кривым восстановления и падения давлений в скважинах, результатов измерения профилей притока/приёмистости, материалов по закачке трассирующих индикаторов, а также сведения по техническому состоянию скважин. В расчётах не рассматриваются особенности процесса заводнения (базовый вариант), доминирующие направления фильтрационных потоков, энергетический режим участков, перетоки нефти и воды через незамкнутые границы участков, влияние непроизводительной закачки и отбора воды на показатели работы скважин и изменение этих показателей после применения технологий. Поскольку метод характеристик вытеснения и его модификации не учитывают всего массива фактических данных, его целесообразно использовать лишь в ограниченном варианте, только для оперативной оценки эффективности выполненных работ (мониторинга).

Результаты анализа эффективности ПОТ сильно зависят от выбранных зависимостей и являются оценочными. Поэтому всегда имеется почва для сомнений, что видно из сопоставления экспертных оценок, приведённых в [6 и др.]. Для уменьшения степени неоднозначности полученных результатов с помощью потокоотклоняющих технологий разработаны программные модули и технология, в которой проведение лабораторных испытаний, подбор участков, проектирование объёмов закачки реагентов и оценка эффективности метода воздействия в промысловых условиях представляют собой части единого технологического процесса. В работе [7] отмечен факт, что общее количество реагирующих скважин обычно составляет примерно половину от общего количества окружающих скважин. В [8, 9] приведён детальный обзор факторов, влияющих на показатели дополнительной добычи нефти, в зависимости от применения физико-химических технологий воздействия.

Реализация информационной технологии

Информационная технология включает в себя проведение нескольких этапов. Первый – создание Базы Данных (БД) проекта по месторождению в целом, которая включает набор сведений по геологии, историческую информацию по добыче нефти и воды, гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС), исторические сведения по датам, видам и технологической эффективности потокоотклоняющих технологий

за последние 5–10 лет, данные замеров пластовых и забойных давлений, сведения о датах, видах и количестве закачанных индикаторов и результатах анализа содержания трассирующих индикаторов в пробах попутно-добываемой воды, сведения о химическом составе пластовых и закачиваемых вод и результаты лабораторных испытаний для конкретных технологий. Создание БД осуществляется с помощью специализированного программного обеспечения, например *ArtGeoBase* [10]. В информационную базу данных осуществляется загрузка актуальной трёхмерной геолого-фильтрационной модели, построенной по каждому продуктивному горизонту в форматах общепринятых пакетов геолого-гидродинамического моделирования процессов разработки нефтяных месторождений.

На основании трехмерной геолого-фильтрационной модели и баз данных месторождения осуществляется построение малоразмерной гидродинамической модели, представляющей собой комбинацию плановых и профильных двумерных моделей трубок тока по вертикальным сечениям пласта. Для нефтяных залежей, где область фильтрации измеряется квадратными километрами, а толщина продуктивного пласта – метрами или десятками метров, применяют плановую постановку задачи, что позволяет уменьшить число измерений в изучаемом движении и многократно увеличить скорость расчётов. При построении гидродинамической модели используются текущие показатели разработки и замеры забойных давлений. Параметры (толщина и проницаемость) пласта берутся из трехмерной геолого-фильтрационной модели. Для гидродинамических расчётов дополнительно выделяются различные типы разломов: проницаемые, проницаемые связанные с нижележащим водоносным горизонтом, полупроницаемые и непроницаемые. На тектонических нарушениях, контурах нефтеносности и газоносности, а также на линиях замещения коллекторов учитываются граничные условия.

Для анализа энергетического режима залежи используется уравнение установившегося однофазного течения несжимаемой жидкости для давления, которое получается объединением уравнения неразрывности и закона Дарси:

$$\nabla(\sigma \nabla P) = 0 \quad (1)$$

где $\sigma = kh/\mu$ – коэффициент гидропроводности, [Д·м/Спз]; k – коэффициент проницаемости, [Д]; h – эффективная толщина пласта, [м]; P – давление, [ат], μ – коэффициент динамической вязкости [Спз].

Область может быть ограничена контурами нефте- и газоносности, линиями выклинивания и замещения коллекторов и разломами. На границах области течения выполняются следующие условия:

$$P|_{\Gamma} = P_k, \quad q_m = \int \sigma \frac{\partial P}{\partial n} d\Gamma_m \quad (2)$$

где n – вектор внешней нормали к границе области, Γ – граница области нефтеносности с известными значениями P_k на границе искомой функции давления P , Γ_m – части границы области с условием второго рода на них. Это контуры скважин и непроницаемые границы с нулевым расходом, представляющие непроницаемые разломы и линии выклинивания коллекторов, q_m – расход через границу.

На поздней стадии разработки результаты гидродинамических расчетов не совпадают с фактическими (замеренными) значениями забойного или пластового давления. Это происходит из-за данных по абсолютной проницаемости, вследствие образования в процессе разработки между нагнетательными и добывающими скважинами техногенных каналов фильтрации. Для определения текущего состояния проницаемости пласта на дату применения потокоотклоняющих технологий проводится идентификация гидропроводности пласта путём решения обратной коэффициентной задачи. При этом учитывается несколько причин: уход части воды за внешний контур нефтеносности, перетоки в ниже- и вышележащие пласты через негерметичное заколонное пространство и образование техногенных каналов фильтрации под действием закачки больших объёмов воды.

Значения поля гидропроводности $\sigma = \{\sigma_j\}_{j=1}^{N_\sigma}$ меняется так, чтобы полученные значения давления $P^p(i=1-N)$ при решении прямой задачи совпадали с заданными замеренными значениями $P^o(i=1-N)$ где N_σ – число идентифицируемых значений гидропроводности, N – количество фактических значений давления. Многократное решение прямой задачи позволяет учесть объёмы непроизводительной закачки и приблизить давления в скважинах к заданным значениям или минимизировать функцию невязки между расчетными и фактическими значениями

$$P(\sigma) = \sum_{i=1}^N \int (P_i^o - P_i^p)^2 dt \quad (3)$$

Расчетные давления удовлетворяют уравнению движения (1) и граничным условиям (2). Минимизация функции невязки проводится итерационными методами, в основе которых лежит построение последовательных приближений не-

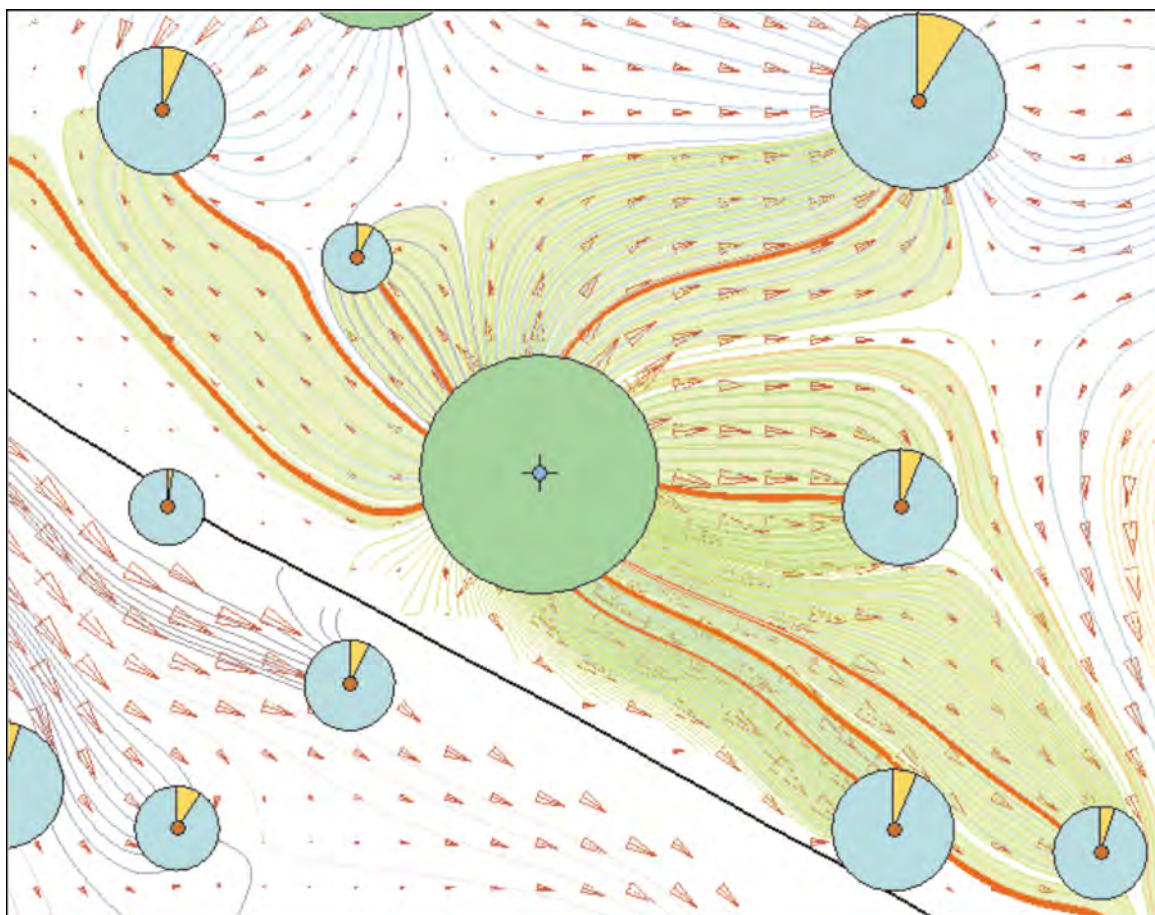


Рис. 1.
Вид участка применения СПС по данным построения модели трубок тока

известных параметров. При минимизации функции нескольких переменных используются методы первого и второго порядка, имеющие более высокую скорость сходимости по сравнению с методами прямого поиска.

С помощью гидродинамических моделей на дату анализа рассчитываются: карты изобар (пластовых давлений), карты скоростей фильтрации и линий тока, карты текущих проницаемости и гидропроводности пласта, карты скоростей фильтрации, трубки тока, зоны влияния закачки и сектора дренирования. По этой информации определяется список реагирующих скважин, положение, объём и проницаемость техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и добывающими скважинами. Выявление факторов, влияющих на эффективность применения потокоотклоняющих технологий и параметров каналов, осуществляется путём вариантных расчётов с использованием специализированного программного обеспечения, например, *TubeGeo* [11].

Уточнение параметров техногенных каналов фильтрации

Для уточнения параметров техногенных каналов фильтрации в нагнетательные скважины зака-

чивают трассирующие индикаторы, а затем осуществляют отбор проб воды в добывающих скважинах. Данные о выходе трассирующих индикаторов используют для определения количества и проницаемости каналов. Расчёты скоростей фильтрации и проницаемости каналов проводят на основе плановых и профильных двумерных моделей трубок тока по вертикальным сечениям пласта, включающих нагнетательные и добывающие скважины. Характерный вид участка применения сшитых полимерных систем (СПС) по данным построения модели трубок тока с выделением сети каналов фильтрации (красные линии), векторов скоростей фильтрации (стрелки) и круговых диаграмм отбора и закачки (голубые и зелёные) представлен на **рис. 1**.

После определения скоростей фильтрации и проницаемости каналов по данным закачки трассирующих индикаторов определяют объём канала. С учетом данных закачки трассирующих индикаторов уточняется двумерная модель трубок тока, получаемая из трехмерной геолого-фильтрационной модели.

По данным моделирования можно выделить два этапа движения индикатора в пористой среде: поступление индикатора через канал, связы-

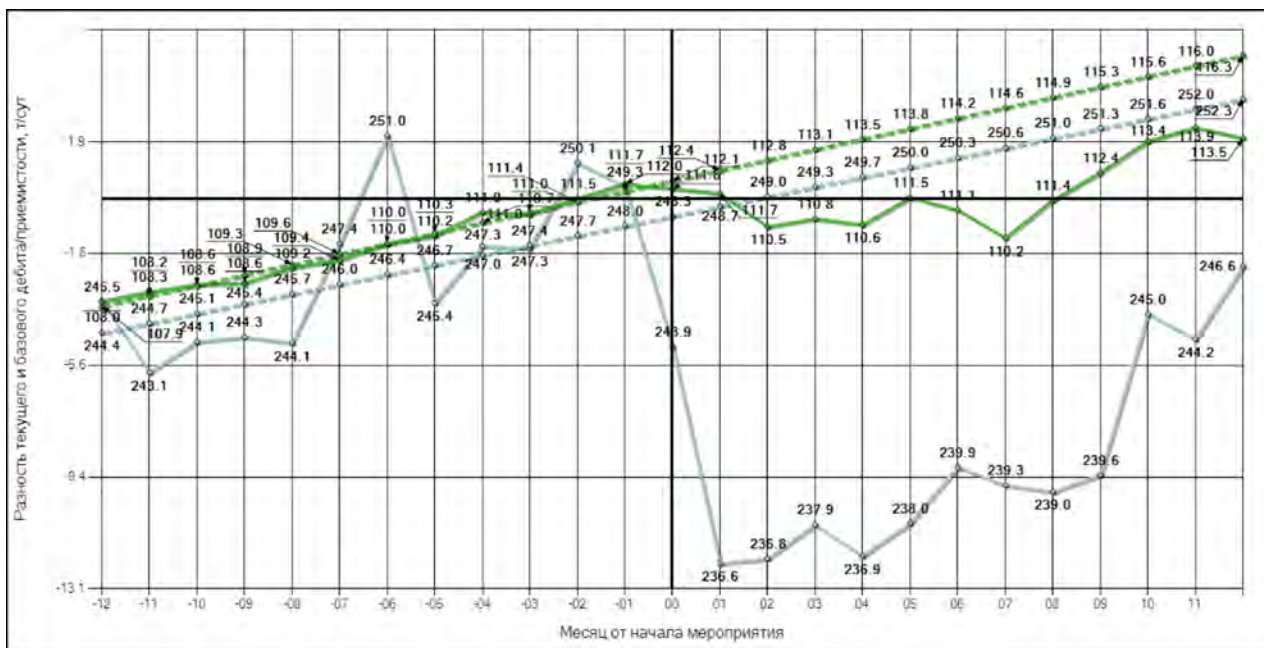


Рис. 2. Изменение динамики отбора воды (зелёный) по участку в зависимости от приёмности нагнетательной скважины (голубой) до/после блокировки канала фильтрации

вающий между собой нагнетательную и добывающую скважину (составляет от нескольких суток до нескольких месяцев) и подход индикатора с фронтом нагнетаемой воды. Время выхода индикаторов в продукции добывающих скважин хорошо коррелируется со временем начала реагирования скважин на применение потокоотклоняющих технологий. Причем максимальная величина эффекта наблюдается в добывающей скважине, связанной с нагнетательной посредством высокопроницаемого канала.

Скорость фильтрации вдоль трубки тока переменная. Распределение скорости вдоль трубки тока рассчитывают с тем условием, чтобы время прохождения трассера между скважинами по двумерной модели трубок тока и по данным закачки трассирующих индикаторов совпали. На конфигурацию трубки тока и скорости фильтрации вдоль трубок тока влияет расположение всех скважин, находящихся в пределах залежи, а не только между двумя скважинами. Конфигурация трубок тока будет различной в зависимости от того, как они расположены. Участки сгущения линий трубок тока характеризуются максимальными скоростями потока, которые могут быть связаны с образованием техногенных каналов фильтрации.

Привлечение данных трассерных методов исследования значительно повышает достоверность выявления техногенных каналов и определения их фильтрационно-емкостных свойств. Однако применение трассирующих индикаторов является дорогостоящей операцией, вместо них

может применяться расчетный метод подбора участков по значениям проницаемости пласта. Значения проницаемости скважин анализируют и по ее кратности (отношению текущей проницаемости пласта к начальной) подбирают скважины для дальнейшей закачки гелеобразующей системы. При этом, чем выше значение кратности, тем больше размер канала.

Использование обобщённых статистических моделей для анализа эффективности работ по применению гелеобразующей системы

Для решения стратегических задач и выявления общих тенденций необходим анализ результатов работ по объекту в целом за период 3–5 и более лет. Обобщённые по пластам и месторождению в целом статистические модели позволяют учесть весь опыт применения потокоотклоняющих технологий и исключить неопределённости, присущие оценке эффективности по отдельным участкам. Полученную информацию по отборам нефти и закачке воды, обобщённую за последние 5–10 лет, можно использовать для верификации результатов гидродинамических расчётов, полученных на конкретных участках.

Анализ эффективности применения гелеобразующей системы проводится на основе экспертных оценок с использованием временных регрессионных моделей и отслеживания динамики изменений показателей по участкам до и после закачки гелеобразующих композиций. В качестве целевых параметров рассматрива-

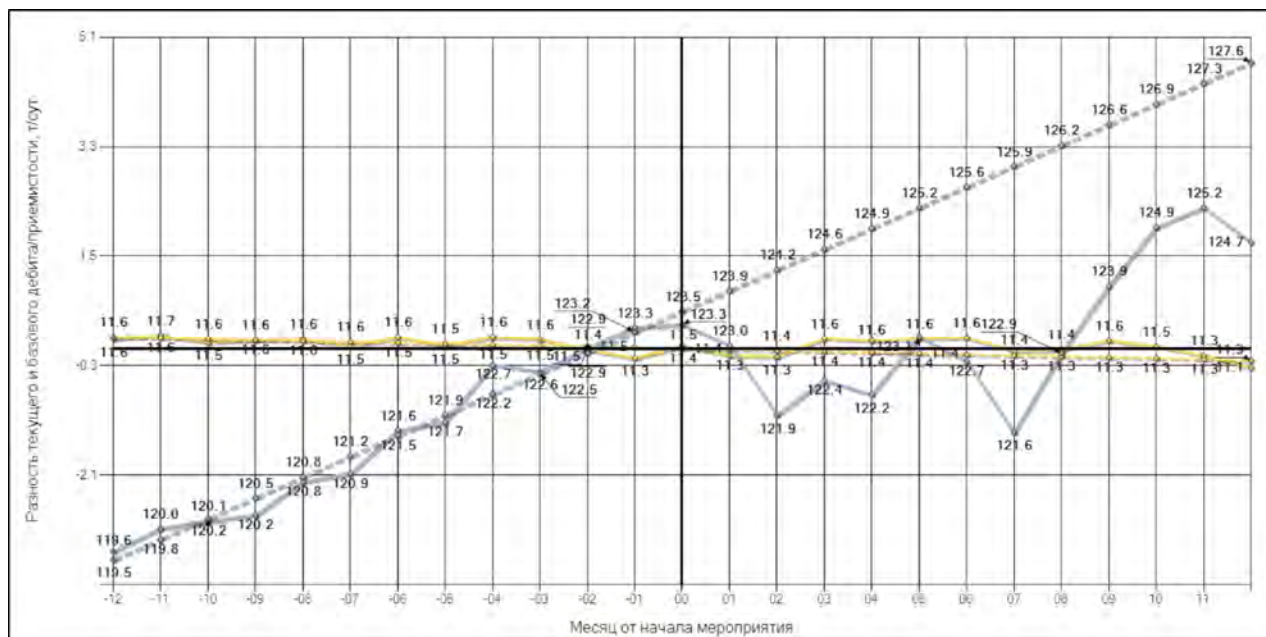


Рис. 3. Изменение динамики отбора жидкости (сиреневый) и нефти (жёлтый) по участку до/после блокирования канала фильтрации

лись приемистость нагнетательной скважины участка, дебиты нефти, воды, жидкости и обводненность – как в целом по участку, так и по отдельным реагирующим скважинам.

Инструменты исследований: на выборке участков применения потокоотклоняющих технологий вычисляются статистические параметры, характеризующие поведение случайных процессов, соответствующих эволюции целевых параметров в течение изучаемого двухлетнего периода. Для каждого мероприятия назначается своя шкала времени, с нулем в момент проведения ПОТ. Если ограничить временную окрестность потокоотклоняющей технологии 12 месяцами, получим интервал области определения целевых параметров в виде $t \in [-12, 12]$ Набор целевых параметров выборки СПС для фиксированного значения t образует выборку случайных векторов $\vec{\xi}(t)$, для которых вычисляются средние $U(\vec{\xi}, t)$, дисперсия $D(\vec{\xi}, t)$, интервал наиболее вероятных значений и т.д.. Учитывая, что $\vec{\xi}(t_1)$ и $\vec{\xi}(t_2)$, $t_1 \neq t_2$ не являются независимыми, строим на эталонном интервале $t \in [-12, 0]$ функцию регрессии $\vec{\Phi}(t) \sim \vec{\xi}(t)$. Функция $\vec{\Phi}(t)$ характеризует тренды эволюции целевых параметров.

Эффект после проведения ПОТ на заданном участке определяются функцией:

$$\bar{\Delta}(\vec{\xi}, t) = \vec{\xi}(t) - \vec{\Phi}(t), \quad t \in [0, 12] \quad (1.1)$$

Эффект после проведения ПОТ на заданной выборке определяются функцией:

$$\bar{\Delta}(t) = U(\vec{\xi}, t) - U(\vec{\Phi}(t)), \quad t \in [0, 12] \quad (1.2)$$

Суммарные эффекты:

$$\bar{\Delta}_{\xi} = \sum_{t=1}^{12} \bar{\Delta}(\vec{\xi}, t) \quad (2.1)$$

$$\bar{\Delta} = \sum_{t=1}^{12} \bar{\Delta}(t) \quad (2.2)$$

Далее исследуется корреляция функции (2.1), (2.2) с геологическими параметрами, разбиваются доступные участки на классы с близкими характеристиками $\bar{\Delta}(\vec{\xi}, t)$. Для полученных классов строятся статистические модели прогнозирования эффектов ПОТ.

Фактический материал, полученный по обобщённым (по участкам, пластам и месторождению в целом) статистическим моделям изучается за 1 год до и 1–2 года после применения потокоотклоняющей технологии. В качестве примера приведём зависимости, полученные на основании получения обобщённых данных, в расчёте которых использовался материал по нескольким сотням опытных участков. Типичный характер эффектов, наблюдаемых вследствие блокировки каналов, представлен на рис. 2.

Дата применения метода отмечена сплошной черной линией. Параллельность кривых закачки и отбора воды свидетельствует об образовании сети техногенных каналов и их активном влиянии на процесс вытеснения нефти водой. Взаимодействие нагнетательной и окружающих скважин, реагирующих на закачку, прослеживается до и после блокирования каналов путём построения графиков добычи и закачки во вре-

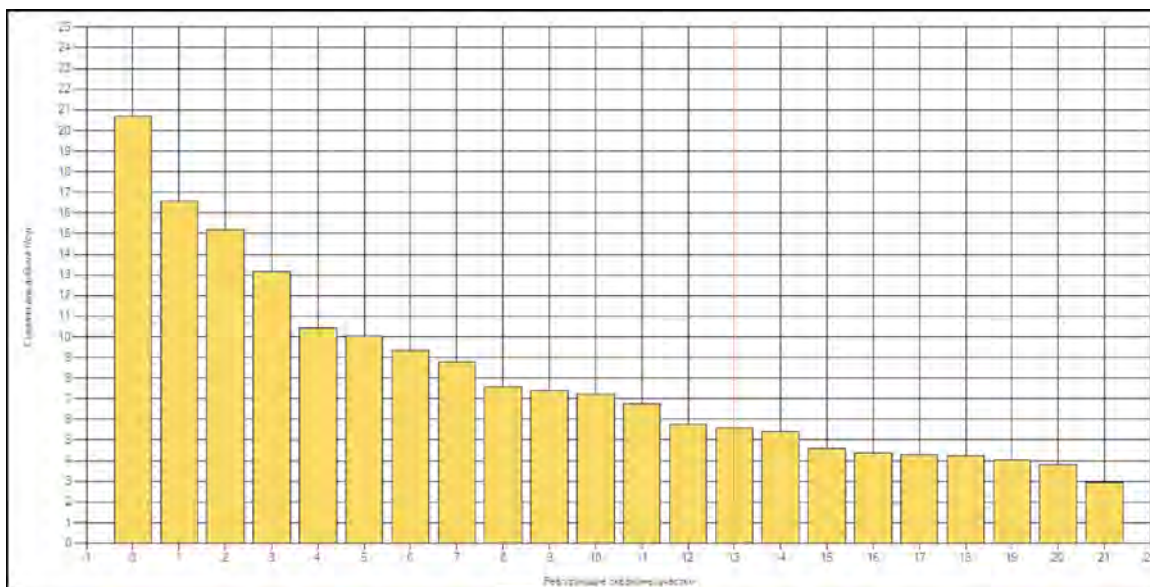


Рис. 4.
Ранжирование участков по величине ожидаемого комплексного экономического эффекта

мени. Из **рис. 2** видно, что сразу после закачки СПС наблюдается снижение приёмистости, продолжительностью около 1 года. Параллельность кривых указывает на сходство наблюдаемых процессов. Отбор воды прямо связан со снижением приёмистости нагнетательных скважин и вызван ограничением объёма непроизводительной закачки, фильтрующейся по каналу.

Из **рис. 3** следует, что уменьшение отбора попутно добываемой воды и жидкости после закачки СПС, вызванное снижением непроизводительной закачки сопровождается периодом роста или стабилизации отборов нефти. Блокирование каналов имеет комплексный механизм воздействия и связано в основном, с выравниванием фронта вытеснения. Снижение приёмистости за счёт закачки реагентов может повлечь поступление нефти из смежных участков. Этим можно объяснить увеличение добычи нефти в удалённых скважинах, расположенных за границами участка в зоне влияния закачки других нагнетательных скважин.

Разработанной по данной методике программный модуль позволяет оценивать следующие основные виды эффектов, наблюдаемые вследствие блокировки высокопроницаемого канала и уменьшения непроизводительной закачки:

- снижение приёмистости за счёт блокирования наиболее проницаемых каналов с помощью потокоотклоняющей технологии;
- снижение отбора жидкости и попутно добываемой воды добывающих скважин участков вследствие блокировки канала и уменьшения непроизводительной закачки;
- увеличение или стабилизация добычи нефти.

В условиях высокой неопределённости геологических и промысловых данных эффективность нужно оценивать не только по отдельным участкам, но и их совокупности в пределах каждой залежи и месторождению в целом. Чем больше участков включает анализируемая выборка, тем больше представительность получаемых выводов и меньше сомнений в полученном результате.

По данным анализа динамики приёмистости нагнетательных скважин по участкам изменение сложившихся трендов наблюдается сразу после закачки гелеобразующей композиции. Снижение приёмистости влечёт за собой падение обводнённости продукции за счёт уменьшения доли непроизводительной закачки.

Подбор участков и ранжирование участков

Далее подбирают перспективные для дальнейшей обработки участки. Расчёт заключается в проведении гидродинамических расчётов на основе площадных моделей трубок тока с восстановлением полей распределения давлений, идентифицированной гидропроводности пласта и скоростей фильтрации на заданную дату в целом для нефтегазовой залежи. Для каждой нагнетательной скважины определяются зоны влияния закачки (ЗВЗ), перечень реагирующих скважин, основные направления и параметры фильтрационных потоков.

Затем для каждого конкретного участка с установленными значениями величины и степени выработанности подвижных запасов нефти, определяется распределение скоростей фильтрации по площади и разрезу, параметров каналов, объёма

непроизводительной закачки, соотношения проницаемости матрицы и проводится расчёт величины дополнительной добычи нефти с использованием моделей трубок тока при заданных фиксированных объёмах закачки гелеобразующей системы и базовой потокоотклоняющей технологии, применяющейся на месторождении.

Поскольку даже в пределах одной залежи на одну дату различные участки при близкой текущей обводнённости характеризуются различной степенью выработки подвижных запасов нефти, то фактически все они находятся на разных стадиях разработки. Высокая обводненность скважин и наличие достаточного количества невыработанных запасов нефти говорит о наличии техногенных каналов фильтрации. Из-за образования техногенных каналов при близкой обводнённости в среднем равной $90 \pm 3\%$, выработанность участков колеблется в широких пределах (от 0,63 до 0,9 дол. ед.), что обусловлено образованием сети техногенных каналов с различной проницаемостью, направленных от нагнетательных к добывающим скважинам.

По результатам гидродинамических расчётов проводят ранжирование всех элементов заводнения в пределах нефтяной залежи с определением рейтинга каждого участка по величине ожидаемой дополнительной добычи нефти. Из числа перспективных исключаются участки, характеризующиеся минимальным или незначительным влиянием каналов фильтрации, по которым фиксируется незначительное увеличение добычи нефти, не позволяющее окупить затраты на закачку реагентов. По этим участкам значительного перемещения объёмов нагнетаемой воды по каналам не наблюдается, и поэтому отсутствует необходимость проведения мероприятий по блокированию проводимости каналов.

Затем из числа перспективных исключают участки с нагнетательными скважинами, непригодными по техническим причинам: с негерметичностью эксплуатационной колонны, приемистостью менее $120\text{--}200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и совместной эксплуатацией нескольких продуктивных горизонтов. Затем осуществляется процедура ранжирования участков по величине ожидаемого комплексного технологического или экономического эффекта (рис. 4).

Ранжирование позволяет в первую очередь задействовать те участки, в которых ожидается наибольший прирост добычи нефти.

Выводы

1. Дальнейшее повышение эффективности заводнения нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий возможно только на основе тщательного анализа эффективности метода заводнения, который является «ключом» к анализу опыта применения потокоотклоняющих технологий и прогноза эффективности новых технологий на конкретном объекте исследования.

2. При анализе эффективности работ за длительный период, определении зависимости эффективности от кратности обработок, выявлении влияния удалённости скважин, потоков нефти и воды через открытые границы ячеек заводнения и причин преждевременного обводнения скважин необходимо использовать комплекс обобщённых статистических и гидродинамических моделей, позволяющих учесть объёмы непроизводительной закачки воды с разделением её в части ухода в законтурную область, ниже и вышележащие горизонты из-за неудовлетворительного технического состояния скважин и уход через техногенные каналы фильтрации. **■**

Литература

1. Давыдов А.В. О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них. Нефть, Газ и Право. 2020. № 2. С. 33–42.
2. РД-153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ВНИИнефть. 1996. 87 с.
3. Казаков А.А. Методы характеристик вытеснения нефти водой. М.: Недра. 2020. 276 с.
4. Булыгин Д.В., Энгельс А.А. Статистические и гидродинамические методы анализа эффективности шитых полимерных систем / Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений. Материалы международной научно-практической конференции, г. Актау. КазНИПИмунгаз. 2019. С. 174–181.
5. Синьонь Сунь, Досмухамбетов М.Д., Энгельс А.А. Анализ эффективности технологии перераспределения фильтрационных потоков на месторождении Каламкас // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 9. С. 6–16.
6. Ерёмин и др. МПМ/МУН Современное состояние и тренды развития // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4. С. 47–52.
7. Абитова А.Ж. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень». Баку: НИПИ «Нефтегаз». 2014. С. 43–51.
8. Поддубный Ю.А. Повышение нефтеотдачи: несбывающиеся надежды. Территория действий // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 7. С. 24–35.
9. Земцов Ю.В., Емельянов Э.В., Мазаев В.В., Чусовитин А.А. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пласта // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 7. С. 38–43.
10. Муляк В.В., Веремко Н.А. Инновационные составы для повышения нефтеотдачи пластов и ограничения газоводопритока // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 10. С. 10–15.

11. Насибулин В.Г., Булыгин Д.В., Комарова О.В., Баушин В.В., Шелепов В.В., Рамазанов Р.Г. Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № RU 2017610455 от 11.01.2017 г. ArtGeoBase, версия 1.0. Загрузка и ведение базы данных геологических и гидродинамических моделей.
12. Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Мазо А.Б., Поташев К.А., Рамазанов Р.Г. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2016611381 от 01.02.2016 г. TubeGeo, версия 1.0. Моделирование геолого-технических мероприятий методом трубок тока.

UDC 622.276.43

D.V. Bulygin, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy General Director for Geology of Oil And Gas Scientific And Research Centre Lomonosov Moscow State University¹, buligindv1952@mail.ru

A.A. Engels, PhD, Leader of Alstrontelecom LLP², a_engels@mail.ru,

R.G. Ramazanov, PhD, Assistant Professor, Department of Theoretical Foundations of Oil and Gas Field Development of geological faculty of Lomonosov Moscow State University, General Director of Oil And Gas Scientific And Research Centre Lomonosov Moscow State University¹, ramazanovrg@mail.ru

¹1, bldg. 77, Leninskie gory str., Moscow, 119992, Russia.

²9 Ibragimov str. Almaty, Kazakhstan. Free economic zone "Information Technologies Park".

Improving the Efficiency of Waterflooding of an Oil Reservoir Using Flow Diversion Technologies

Abstract. A method for analyzing the efficiency of flow diverting technologies (FDT) based on the use of statistical and hydrodynamic models is proposed. The method makes it possible to assess the change in the existing trends in water injection, oil and fluid withdrawals. The data obtained can be used to draw up pilot projects for the application of flow diversion technologies in the selection of objects, analysis and forecasting of efficiency in oil fields in conditions of a high degree of uncertainty of the initial information about the object.

Keywords: efficiency analysis; flow diverting technologies; technogenic filtration channels; injection influence zones; additional oil production; filtration speed; blocking composition; flow tube filtration model

References

1. Davydov A.V. *O metodakh uvelicheniia nefteotdachi i ne tol'ko o nikh* [About methods of enhanced oil recovery and not only about them]. *Neft', Gaz i Pravo* [Oil, Gas and Law], 2020, no. 2, pp. 33–42.
2. RD-153-39.1-004-96. *Metodicheskoe rukovodstvo po otsenke tekhnologicheskoi effektivnosti primeneniia metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov* [RD-153-39.1-004-96. Methodological guidelines for assessing the technological efficiency of the application of enhanced oil recovery methods]. Moscow, VNIIneft Publ., 1996, 87 p.
3. Kazakov A.A. *Metody kharakteristik vytesneniia nefli vodoi* [Methods for the characteristics of oil displacement by water]. Moscow, Nedra Publ., 2020, 276 p.
4. Bulygin D.V., Engel's A.A. *Statisticheskie i gidrodinamicheskie metody analiza effektivnosti sshitykh polimernykh sistem* [Statistical and hydrodynamic methods for analyzing the effectiveness of crosslinked polymer systems]. *Sostoianie i perspektivy ekspluatatsii zrelykh mestorozhdenii* [State and prospects for the exploitation of mature deposits. Materials of the international scientific-practical conference]. Proc. conf. Aktau, KazNIPImunaigaz, 2019, pp. 174–181.
5. Sin'yun' Sun', Dosmukhambetov M.D., Engel's A.A. *Analiz effektivnosti tekhnologii pereraspredeleniia fil'tratsionnykh potokov na mestorozhdenii Kalamkas* [Analysis of the effectiveness of the technology of redistribution of filtration flows at the Kalamkas field]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2012, no. 9, pp. 6–16.
6. Eremin i dr. *MPM/MUN Sovremennoe sostoianie i trendy razvitiia* [MPM/EOR Current state and development trends]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2016, no. 4, pp. 47–52.
7. Abitova A.Zh. *Opyt primeneniia potokootkloniushchei tekhnologii na mestorozhdenii «Uzen'»* [Experience of using flow diverting technology at the Uzen field]. Baku, NIPi «Neftegaz» Publ., 2014, pp. 43–51.
8. Poddubnyi Iu.A. *Povyshenie nefteotdachi: nesbyvaiushchiesia nadezhdy. Territoria deistvii* [Enhanced Oil Recovery: Unfulfilled Hopes. Territory of action]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2011, no. 7, pp. 24–35.
9. Zemtsov Iu.V., Emel'ianov E.V., Mazaev V.V., Chusovitin A.A. *Inzhernoe proektirovanie maloob'emnykh khimicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi s uchetom geologo-promyslovyykh uslovii plasta* [Engineering design of low-volume chemical methods for enhanced oil recovery taking into account the geological and field conditions of the reservoir]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2019, no. 7, pp. 38–43.
10. Muliak V.V., Veremko N.A. *Innovatsionnye sostavy dlia povysheniia nefteotdachi plastov i ogranicheniia gazovodopritoka* [Innovative compositions for enhancing oil recovery and limiting gas and water inflow]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2020, no. 10, pp. 10–15.
11. Nasibulin V.G., Bulygin D.V., Komarova O.V., Baushin V.V., Shelepov V.V., Ramazanov R.G. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy EVM № RU 2017610455 ot 11.01.2017 g. ArtGeoBase, versia 1.0. Zagruzka i vedenie bazy dannykh geologicheskikh i gidrodinamicheskikh modelei* [Certificate of state registration of the computer program No. RU 2017610455 dated January 11, 2017 ArtGeoBase, version 1.0. Loading and maintaining a database of geological and hydrodynamic models].
12. Shelepov V.V., Bulygin D.V., Mazo A.B., Potashev K.A., Ramazanov R.G. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy dlia EVM № RU 2016611381 ot 01.02.2016 g. TubeGeo, versia 1.0. Modelirovanie geologo-tekhnicheskikh meropriiatii metodom trubok toka* [Certificate of state registration of a computer program No. RU 2016611381 dated 02/01/2016 TubeGeo, version 1.0. Modeling of geological and technical measures using the current tube method].



Московский
Государственный
Университет
имени М.В. Ломоносова



ЕСОЭН
евразийский союз экспертов
по недропользованию



Совершенствование экспертизы

Improvement of subsoil
use expertise

Дополнительная образовательная
программа повышения квалификации

Программа направлена на подтверждение профессионального уровня, квалификации и расширение компетенций экспертов

Курс рассчитан на аккредитованных экспертов, которым необходимо 1 раз в 5 лет подтвердить свой статус

Курс **«Совершенствование экспертизы в сфере недропользования»** рассчитан на аккредитованных экспертов, которым необходимо 1 раз в 5 лет подтвердить свой статус эксперта.

В рамках курса слушатели подтверждают профессиональный уровень, квалификацию и получают дополнительные знания и компетенции в области экспертизы геологических и извлекаемых запасов углеводородного сырья (УВС).

По окончании курсов все участники, успешно прошедшие итоговую аттестацию, получают:

- сертификат-удостоверение Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова
- возможность включения в реестр рекомендованных экспертов;
- доступ к привлечению в качестве эксперта для проведения государственных экспертиз

Внимание! По программам «Наставничество молодых экспертов в сфере недропользования» и «Совершенствование экспертизы в сфере недропользования» могут обучаться только члены Евразийского союза экспертов по недропользованию, прошедшие обучение по программе «Эксперт в сфере недропользования».

С более подробной информацией по курсам можно ознакомиться на сайте
ЕСОЭН:
<http://eues.ru/education>.



С.В. Клубков
канд. экон. наук
VYGON Consulting¹
директор по консалтингу в секторе разведки
и добычи нефти и газа
info@vygon.consulting

Экономические вопросы подготовки и экспертизы технических проектов на разработку месторождений УВС

¹Россия, 123610, Москва, Краснопресненская наб., 12, офис 1247

Сегодня к уже существующим проблемам подготовки и экспертизы технических проектов добавляются новые, связанные с необходимостью оперативного пересмотра планов разработки месторождений в условиях меняющейся макроэкономической конъюнктуры и налоговых условий. Сокращение добычи в рамках соглашения ОПЕК+ требует оптимизации базовой добычи, пересмотра программ бурения и прочих операций и мероприятий на основе оценки экономической эффективности. Всё это повышает требования к качеству входной информации, оперативности получения данных и их экспертизе

Ключевые слова: новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов; рентабельно извлекаемые запасы; верификация исходных данных; технологические запасы; поскважинная детализация расчетов

История развития новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (далее – НКЗ) насчитывает уже более 35 лет. Несмелые шаги добавить экономику при оценке количества УВС начали предприниматься в начале 2000-х годов. В 2009–2011 гг. была предпринята первая содержательная попытка встать на экономические рельсы, но эта работа застопорилась из-за бюрократических проволочек. Несмотря на переход к рыночным отношениям, введение НКЗ, учитывающей экономику разработки месторождений, сильно затянулось: она была утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477, а вступила в действие только с 1 января 2016 г., но такое понятие, как «рентабельно извлекаемые запасы», так и не было включено в классификацию.

Одним из ключевых последствий введения НКЗ стал отказ от дублирующего документа –

ТЭО КИН (КИГ, КИК) с установлением правил подсчета извлекаемых запасов на основе проектно-технологического документа. Это позволило снизить административные барьеры, упростить порядок и повысить сроки утверждения запасов. Во «Временных методических рекомендациях по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – ВМР), утвержденных распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р, появилось понятие «рентабельно извлекаемые запасы». Таким образом, появилась возможность разделения запасов на технологические (потенциально извлекаемые) и рентабельно извлекаемые. Был формализован единый подход к определению макроэкономических показателей (цены на УВС, ставка дисконтирования, экономические расчеты в реальном выражении). Проектный документ теперь может составляться для группы мелких и очень мелких месторождений для корректного учета распределения за-

трат на общие объекты обустройства. В рамках развития ВМР приказом Минприроды России № 639 от 20.09.2019 были утверждены «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – ППТПР). Но здесь в процессе межведомственного согласования неожиданно исчез базовый принцип определения рентабельного срока разработки на основе максимального *NPV*. Более года технические проекты формировались вопреки экономической логике, пока не были внесены соответствующие изменения (приказ Минприроды России № 772 от 06.10.2020), которые эзоповым языком возвратили определение рентабельного срока разработки на основе максимального *NPV*.

Несмотря на серьезную проделанную работу, всё ещё есть спорные вопросы, требующие дальнейшей проработки, среди которых следует выделить следующие:

- ориентация на достижение технологического КИН;
- отсутствие требований к формированию нормативов затрат;
- отсутствие явной связи ГДМ и экономической модели (технологические показатели первичны!).

Экономика до сих пор рассматривается, как нечто дополнительное к технологическим аспектам формирования вариантов разработки эксплуатационных объектов (далее – ЭО). Обсуждение проектных документов на заседаниях ГКЗ и ЦКР Роснедр начинается с геологических и технологических вопросов, оставляя экономическую оценку напоследок. И тогда зачастую выясняется, что продолжительная дискуссия была вокруг нерентабельных ЭО.

До сих пор при защите технических проектов сохранилась ориентация на максимизацию коэффициента извлечения без учета экономики разработки в полной мере. Поэтому компании в среднесрочной перспективе формируют проекты на основе их видения рентабельности разработки, а освоение нерентабельных ЭО сдвигается далеко в будущее, образуя так называемые «вторые горбы», а иногда и «третьи горбы» в профиле добычи углеводородов.

Важной проблемой экспертизы технических проектов является отсутствие средств для верификации исходных данных, на основе которых компании формируют технический проект. Ни для кого не секрет, что в подавляющем большинстве случаев ГДМ, формируемая в рамках проектного документа, это не та же модель, которую недропользователь использует в рамках своего бизнес-планирования. Определенные сложности также возникают при экспертизе те-

кущих и капитальных затрат, и сегодня для этого нет ни инструментов, ни баз данных.

Для качественной верификации необходимо четко понимать обоснованность затрат, иметь информацию по рыночным ценам и инструменты для корректного сравнения. Нет адекватного ответа на вопрос, почему в одном и том же регионе затраты на бурение и нормативы текущих затрат у одних компаний могут быть в 2–3 раза выше, чем у других (*рис. 1*). Связано ли увеличение, например, затрат на бурение с рыночным ростом стоимости услуг, материалов и оборудования, различной конструкцией скважин? Связаны ли эти проблемы в корректности формировании норматива затрат или же существуют другие причины? И, как правило, без дополнительных вопросов все замечания снимаются при представлении недропользователем справки по калькуляции себестоимости добычи УВС за прошедший год и справки о стоимости бурения, ГТМ и мероприятий МУН/МУГ/МУК.

Уже почти два года существует режим налога на дополнительный доход (далее – НДД), а соответствующих табличных приложений и рекомендаций по оценке экономики в режиме НДД до сих пор нет. Также наблюдается хаос и произвольная интерпретация авторами технических проектов положений Налогового кодекса РФ, связанных с НДД.

Детализация экономических расчетов

В настоящее время понятие «технологические» запасы связано исключительно с предельными технологическими характеристиками добывающей скважины (для нефтяного объекта – дебит скважины по нефти 0,5 т/сут, 98-процентная обводненность). Но почему выбраны именно такие значения? Являются ли они экономически оправданными? Видится целесообразным определять технологические запасы на основе экономически рентабельного дебита нефти/жидкости для конкретного объекта разработки и даже скважины. Дальше встает вопрос: а что такое экономически рентабельный дебит? На этот вопрос в первом приближении можно ответить так: это предельный дебит скважины, обеспечивающий положительный операционный денежный поток без учета налогов в себестоимости.

Несмотря на острую реакцию некоторых экспертов на поскважинную детализацию расчетов, необходимо к этому вопросу вернуться. Для этого есть серьезные причины, несмотря на, казалось бы, «железобетонный» аргумент о выборочной отработке запасов, которой «несомненно» займутся недропользователи. Фактически, недропользователи, ориентированные на прибыльность своего бизнеса, отказываются от

	Норматив «Добыча углеводородов», руб./т жид.	Подход к расчету норматива
Компания 1	38	Учет затрат только на электроэнергию подъема жидкости
Компания 2	234	+ частичный учет затрат на обслуживание скважины (стоимость обработки призабойной зоны)
Компания 3	485	+ оплата труда промышленно-производственного персонала

Рис. 1.

Формирование норматива затрат на добычу нефти на соседних месторождениях в ХМАО (VYGON Consulting)

бурения нерентабельных скважин (кустов скважин), несмотря на то, что их к этому побуждают посредством проектных документов. Именно поэтому у нас сегодня, согласно инвентаризации запасов 2019 г., от 36% до 65% (в зависимости от макросценария) так называемых «извлекаемых» запасов не вовлекаются в разработку, хотя проектными документами это предусмотрено. Таким образом, попытки заставить недропользователей реализовывать нерентабельные операции посредством проектного документа – бессмысленны. Это мы и наблюдаем, когда проектные документы переутверждаются в среднем раз в три года, т.к. технологические параметры в ПТД устаревают через два–три года, экономические – в течение года, рентабельные профили добычи быстро расходятся с бизнес-планами компаний. Это делает невозможным использование ПТД для стратегического планирования развития нефтегазовой отрасли России.

Для нового месторождения целесообразно рассмотреть несколько вариантов, отличающихся системой разработки. Для месторождений со сформированной системой разработки должен формироваться один вариант, т.е. при по-

скважинной детализации не будут сравниваться неоптимальные варианты разработки, а будет формироваться один вариант на полное развитие, где на основе экономической оценки будут включаться/исключаться операции согласно их экономической эффективности с последующим пересчетом ГДМ.

Следует отметить, что при оценке экономики на уровне ЭО становится невозможным корректная оценка рентабельных запасов в режиме НДД. Оценка отдельных ЭО в режиме НДД, дает другой результат по сравнению с оценкой в целом по ЛУ, как того требует НК РФ. К такому результату приводит, в том числе, некорректное распределение затрат при независимой оценке каждого ЭО в режиме НДД (рис. 2).

Таким образом, очевидно, что необходимо дорабатывать методологические основы оценки экономической эффективности объектов разработки и оценки рентабельно извлекаемых запасов для ЛУ, перешедших на режим НДД.

В краткосрочной перспективе необходимо акцентировать внимание на следующих вопросах подготовки и экспертизы проектных документов:

Таблица 1.

Текущая практика учета экономики при проектировании технологической схемы разработки месторождений (VYGON Consulting)

Этап проектирования	Учет экономики	Недостатки подхода
Создание ГДМ	На основе пороговых значений: – дебит нефти – пороговое значение минимального рентабельного дебита – обводненность – предельное значение обводненности – нефтенасыщенная толщина – минимальные экономически эффективные нефтенасыщенные толщины	Как правило, пороговые показатели являются средними для всего фонда в ГДМ. Задаются одинаковые критерии эффективности по всем скважинам, главным образом, ориентированные на базовый фонд. В результате в прогнозе остаются неэффективные скважины под бурение
Выбор варианта разработки ЭО	Создание нескольких технологически различных вариантов разработки ЭО (как правило, 3 варианта без учета базового) и выбор среди них лучшего по экономическим критериям (Топт)	Выбор производится по ограниченному набору вариантов: из уже готовых сценариев разработки с прогнозом базовой добычи и нового бурения выбирается один, без дифференциации по экономической эффективности самих опций

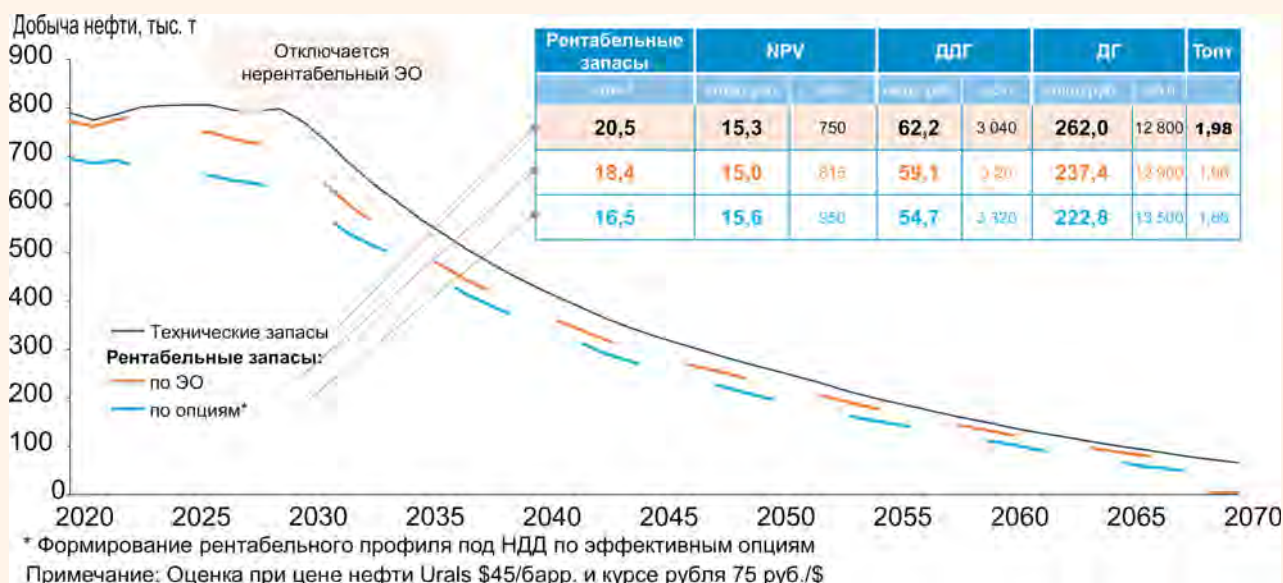


Рис. 2.

Добыча нефти, доходы государства и недропользователя для различных подходов к оценке в режиме НДД (реальное месторождение в ХМАО, режим НДД – группа 3) (VYGON Consulting)

- внесение изменений в российскую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов: введение понятия «рентабельно извлекаемые запасы»;
- внесение изменений в Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Минприроды России № 639 от 20.09.2019;
- определение рекомендуемого (оптимального) варианта разработки;
- изменение детализации оценки для корректной оценки НДД;
- дополнение ППТПР методическими указаниями по экономической оценке месторождений (ЛУ) на условиях режима НДД;
- дополнение ППТПР входными и отчетными табличными приложениями для технических проектов, перешедших или планируемых к переходу на режим НДД;

- разработка проекта нормативного правового акта, регламентирующего методологию расчета и стандарты предоставления нормативов капитальных и текущих затрат;

- цифровизация процесса экспертизы проектных документов. Привлечение программных средств анализа входной информации и экономической оценки.

Инвентаризация запасов вполне может проводиться силами ФБУ «ГКЗ» без привлечения недропользователей при наличии программных средств агрегирования технологических и экономических данных проектных документов и последующего их экономического анализа, т.е. цифровая экспертиза проектных документов должна развиваться в сторону цифровизации самого процесса формирования и анализа проектного документа. ①

UDC 553.98

S.V. Klubkov, PhD, director of exploration and production VYGON Consulting¹, info@vygon.consulting.

¹Office 1247, 12 Krasnopresnenskaya naberezhnaya, Moscow, 123610, Russia.

Economic issues of preparation and examination of technical projects for the development of hydrocarbon deposits

Abstract. Today, to the already existing problems of preparation and examination of technical projects, new ones are added, connected with the need for a prompt revision of field development plans in the context of changing macroeconomic conditions and tax conditions. Production cuts under the OPEC + agreement require baseline production optimization, revision of drilling programs and other operations and activities based on an assessment of economic efficiency. All this increases the requirements for the quality of input information, the efficiency of obtaining data and their expertise.

Keywords: new classification of reserves and resources of oil and combustible gases; economically recoverable reserves; verification of initial data; technological reserves; downhole detailing of calculations



Т.Ф. Дьяконова
д-р геол.-мин. наук
профессор
Геологический факультет¹
кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых
ведущий научный сотрудник
admin@geol.msu.ru



В.Ю. Терентьев
канд. геол.-мин. наук
ООО «Тимано-Печорский
научно-
исследовательский центр
нефти и газа»²
научный сотрудник
terentiev47@mail.ru



А.Д. Саетгараев
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»³
заместитель генерального
директора по геологии
и разработке
Usn.postman@lukoil.com



И.П. Гурбатова
канд. техн. наук,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»
«ПермНИПнефть»⁴
Центр исследований керна
и пластовых флюидов
главный специалист
permnipineft@pnn.lukoil.com



Е.Е. Кристя
канд. геол.-мин. наук
ПАО «ЛУКОЙЛ»⁵
департамент по геолого-
разведочным работам
старший менеджер
lukoil@lukoil.com



Л.К. Бата
МГУ им. М.В. Ломоносова
геологический
факультет
кафедра геологии
и геохимии горючих
ископаемых
ведущий геофизик
admin@geol.msu.ru



С.В. Мелехин
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»
«ПермНИПнефть»⁴
Центр исследования керна
и пластовых флюидов
заместитель начальника
permnipineft@pnn.lukoil.com



Д.Б. Чижов
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»
«ПермНИПнефть»⁴
начальник управления
специальных
исследований керна
и пластовых флюидов
permnipineft@pnn.lukoil.com



Е.В. Погонищева
ПАО «ЛУКОЙЛ»⁵
главный специалист
lukoil@lukoil.com

Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

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

²Россия, 169310, Республика Коми, Ухта, ул. Первомайская, 45.

³Россия, 169712, Республика Коми, Усинск, ул. Нефтяников, 31.

⁴Россия, 614066, Пермь, ул. Пермская, 3а.

⁵Россия, 101 000, Москва, Сретенский бульвар, 11.

Методические рекомендации посвящены актуальной проблеме изучения поверхностных свойств – смачиваемости продуктивных карбонатных и терригенных пород нефтяных месторождений и включает два аспекта исследований: экспериментальное обоснование в лабораторных условиях методических подходов к изучению нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов с применением метода «старения» с целью восстановления исходной смачиваемости пород для расчета нефтенасыщенности по данным электрических методов исследования скважин и для расчета динамических параметров при оценках извлекаемых запасов; методическое обеспечение определения нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов по данным ГИС на основе разработанной технологии исследования керна с целью корректной оценки подсчета запасов УВ. Объектом исследования являются карбонатные и терригенные породы основных продуктивных пластов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Ключевые слова: смачиваемость; коэффициент нефтенасыщенности; негидрофильные коллекторы; петрофизические исследования керна; скважина на нефтяной основе; подсчет запасов нефти и газа; признаки негидрофильных коллекторов; Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

«Методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (далее – Временные методические рекомендации) были рассмотрены на заседании «Секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых» (протокол № 32 от 01.12.2020), одобрены как «Временные» с 01.01.2021 сроком на 3 года и рекомендованы к опубликованию результатов накопленного опыта по петрофизике негидрофильных пород

Актуальность данной работы обусловлена установленным систематическим завышением коэффициентов нефтенасыщенности по методике Дахнова – Арчи при подсчетах запасов коллекторов с негидрофильной смачиваемостью, широко распространенных на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНП), из-за неучета поверхностных свойств пород, что послужило причиной разработки специальной технологии изучения пород с негидрофильной смачиваемостью на образцах керна в ПАО «ЛУКОЙЛ».

Более 80% открытых в мире месторождений УВ в карбонатных породах представлены в той или иной степени гидрофобными коллекторами. В терригенных породах около 70% коллекторов нефти и газа являются негидрофильными и обладают смешанной смачиваемостью. Характер преимущественного типа смачиваемости является важным физико-химическим и геологическим свойством коллектора, влияющим на его ФЕС, коэффициенты нефтенасыщенности, вытеснения, фазовые проницаемости. Неучет типа смачиваемости поверхности поровых каналов зачастую является одной из причин осложнения разработки – ранней обводненности продукции в чисто нефтяной зоне, несоответствия степени выработанности прогнозных запасов, снижения темпов отбора нефти, искажения показателей добычи. Однако проблемы смачиваемости на месторождениях с негидрофильными коллекторами проявляются с этапа подсчета геологических запасов, а именно – с некорректной оценки одного из основных подсчетных параметров – коэффициента нефтенасыщенности по данным УЭС с использованием методики Дахнова-Арчи.

Авторами настоящей работы и рядом других исследователей было установлено, что карбонатные и терригенные породы-коллекторы

большинства месторождений ТПНП относятся к негидрофильному типу [10, 12].

Проведение специальных исследований на керне по изучению смачиваемости пород-коллекторов требует дополнительных затрат – финансовых, технологических, временных и пр. Однако эти затраты многократно компенсируются повышением достоверности подсчета запасов и эффективности разработки залежей. На самых ранних стадиях геологоразведочных работ рекомендуется проверять наличие прямых и косвенных признаков возможной негидрофильности изучаемых пород-коллекторов в продуктивном разрезе. Сведения о типах смачиваемости коллекторов должны быть учтены при подготовке первого промышленного подсчета запасов и составлении первого проектного документа на разработку.

«Временные методические рекомендации», по мнению авторов, должны проходить регулярный мониторинг в Компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в связи с большой сложностью проблемы изучения поверхностных свойств по смачиваемости. Слово «Временные» в методических рекомендациях подразумевает необходимость выполнения дополнительных исследований, связанных с дальнейшим развитием технологии исследований керна, установления закономерностей изменения смачиваемости в зависимости от свойств коллекторов, нефтей, условий осадконакопления, чтобы окончательно принять методику определения коэффициента нефтенасыщенности и динамических параметров в виде Методического руководства для подсчета запасов в негидрофильных коллекторах на месторождениях ТПНП.

Общие сведения о смачиваемости

В научной литературе приводятся различные определения термина смачиваемости. Смачиваемость – это тенденция одного флюида растекаться или прилипать к твердой поверхности в присутствии другого несмешивающего флюида. Смачиваемость описывает предрасположенность твердого материала к контактированию с одной жидкостью, нежели с другой.

Если поверхность породы предпочтительно смачивается водой, т.е. порода является гидрофильной, то при контакте с водой керна такой породы, насыщенного нефтью, вода будет впитываться в его мелкие поры и вытеснять нефть из керна. Если порода предпочтительно смачивается нефтью, т.е. является гидрофобной, то даже несмотря на то, что она может быть насыщена водой, керн такой породы при контакте с нефтью будет впитывать нефть в мелкие

поры, и эта нефть будет вытеснять воду из керна. В реальных системах смачиваемость может находиться в диапазоне от строго гидрофильной до строго гидрофобной в зависимости от взаимодействия пластовой воды и нефти с поверхностью пор породы.

Избирательная (фракционная) смачиваемость означает, что отдельные, не связанные друг с другом участки в пределах одной и той же породы являются сильно гидрофобными, тогда как остальная ее часть – сильно гидрофильной. Избирательная смачиваемость имеет место, когда матрица породы сложена несколькими минералами, что приводит к вариациям смачиваемости на поверхности пор.

Термин «смешанная смачиваемость» отличается от фракционной (избирательной) смачиваемости распределением флюидов в поровой системе: нефть формирует непрерывные пути преимущественно в более крупных порах, а вода – в более мелких порах.

Нейтральная смачиваемость, как количественная величина смачиваемости, определяет отсутствие предпочтительности твердой поверхности к смачиваемости любым из присутствующих флюидов.

Смачиваемость системы «порода – флюид» является усредненной комплексной характеристикой гетерогенной системы, отражающей соотношение смачиваемостей в пределах пористой среды на микроскопическом уровне. Истинная смачиваемость коллектора зависит не только от минерального состава породы, но и от свойств содержащихся в порах нефти и воды.

Лабораторные методы определения смачиваемости образцов керна. Предложено много различных методов для измерения смачиваемости поверхности горных пород [4, 5, 7, 10, 15–17]. Они включают количественные методы – метод контактного угла, метод впитывания и принудительного перемещения (Амотта), метод Горного бюро США (USBM), метод Тульбовича (ОСТ 39-180-85) и качественные методы – скорости впитывания, изучение под микроскопом, метод флотации, метод кривых относительных проницаемостей, метод кривых капиллярного давления, метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) и др.

Не существует единственного общепринятого лабораторного метода оценки смачиваемости образцов горных пород. Обычно используют количественные методы. Если метод контактного угла измеряет смачиваемость конкретной точки на поверхности, то другие количественные методы – среднюю смачиваемость образца керна.

Отечественные стандарты исследования керна для определения коэффициента нефтенасыщенности и действующие методические рекомендации по интерпретации ГИС для подсчета запасов

В настоящее время в отечественных лабораториях существует единый стандартный подход к изучению керна для петрофизических методик обоснования интерпретации ГИС, закрепленный в отраслевых и государственных стандартах, который не делает различий в подготовке и исследованиях образцов с разным типом смачиваемости поверхности. Работа с керном идет по единому стандарту, приемлемому для гидрофильных коллекторов: на подготовительном этапе предусмотрена обязательная экстракция сильными растворителями с подогревом с целью очистки образцов от остаточных УВ. Такая технология при работе с гидрофобными породами приводит к искажению поверхностных свойств, которые приобретают неконтролируемое изменение смачиваемости и, чаще всего, становятся более гидрофильными. Поэтому при изучении керна гидрофобных пород в лабораторных условиях важно сохранение природной смачиваемости поверхности пор или восстановление природной смачиваемости. *Регламентной технологии для изучения гидрофобных пород в лаборатории для петрофизического обоснования интерпретации ГИС в настоящее время не существует.*

Действующим регламентным документом по определению подсчетных параметров по ГИС являются «Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» (2003). Все опубликованные методики базируются на представительных исследованиях керна, изучаемого в петрофизических лабораториях с использованием стандартных технологий, предназначенных для гидрофильных коллекторов.

Согласно методической литературе, при определении коэффициента нефтегазонасыщенности по ГИС с использованием УЭС и зависимостей типа «кern – kern» $P_n - K_n$ ($P_n = aK_n^{-m}$) и $P_n - K_b$ ($P_n = bK_b^{-n}$) (методика Дахнова-Арчи: a, b – постоянные, значения которых близки к единице; m – показатель, значение которого определяется структурой порового пространства; n – показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью пород – экспонента смачиваемости, P_n – параметр пористости, P_n – параметр насыщения, K_b – коэффициент водонасыщенности), показатели степеней n в уравнениях $P_n - P_b$ меняются следующим образом: в гидрофильных неглинистых терригенных коллекторах $n = 1,8-2$, снижаясь с увеличением

глинистости до 1,2–1,3; в поровых карбонатных породах n близко к 2. В гидрофобных коллекторах n изменяется от 2,5 до 5 и выше [8].

Типичные формулы зависимостей R_n-K_v , получаемых по керну для продуктивных отложений месторождений ТПНП, исследованному стандартным способом, для *доказанных негидрофильных пород* имеют экспоненту смачиваемости ниже 2, что характерно для гидрофильных коллекторов и что приводит к завышенным значениям K_n по фактическим УЭС по ГИС.

Ни одна из предложенных в научной и учебной литературе методик определения коэффициента нефтенасыщенности на основе удельного электрического сопротивления по ГИС не позволяет достоверно определить K_n для гидрофобных пород. Требуется изменение подхода к изучению пород на керне в петрофизических лабораториях с учетом разной смачиваемости коллекторов нефтью, газом и водой и согласования типов смачиваемости образцов керна и пород в разрезе скважин.

Новые технологии исследования керна негидрофильных пород

Стандартный подход к изучению керна в лаборатории для петрофизического обоснования методик интерпретации ГИС, изложенный в отраслевых и государственных стандартах, не учитывает поверхностные свойства пород и, следовательно, не предусматривает различий в подготовке и исследованиях образцов с разным типом смачиваемости поровой поверхности.

От смачиваемости поверхности породы зависит месторасположение флюидов внутри порового пространства во время фильтрации и последующее распределение флюидов в динамическом процессе добычи. Таким образом, смачиваемость – это существенный показатель, получаемый в процессе лабораторных исследований, т.к. он имеет определяющее влияние на все лабораторные эксперименты, нацеленные на воссоздание характеристик пласта и процессов фильтрации, особенно на капиллярное давление и относительную проницаемость.

Необходимо сделать все возможное, чтобы обеспечить соответствие поверхностных свойств образцов керна пластовым условиям в разрезе скважины при проведении лабораторных исследований, в противном случае получаемые данные могут оказаться бесполезными [7]. МакГи, Доналдсон и др. обосновали, что смачиваемость есть воспроизводимое свойство коллектора, и можно добиться ее неоднократного восстановления на одних и тех же кернах [16]. Разработанная технология лабораторных исследований пород-коллекторов с негидрофильными

свойствами направлена на сохранение (или восстановление) поверхностных свойств керна в процессе лабораторных исследований.

Комплект образцов для специальных видов исследований должен отражать весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств изучаемого объекта, а также все литологические и петрофизические типы пород по всей высоте залежи. Поэтому окончательный выбор образцов для специальных исследований должен осуществляться после завершения стандартного комплекса исследований по действующему регламенту, и должен отражать неоднородность коллектора, типы структуры пустотного пространства, литологические характеристики и фациальную зональность.

В комплекс *специальных* исследований керна негидрофильных пород входят следующие основные виды работ.

Определение смачиваемости образцов до процедуры экстрагирования для характеристики максимально сохраненных исходных поверхностных свойств. Определение смачиваемости рекомендуется выполнять динамическим методом Амотта-Харви, основанном на капиллярном впитывании и принудительном вытеснении воды нефтью и нефти водой. Основное преимущество данного метода по сравнению с методом Тульбовича (ОСТ 39-180-85) заключается в том, что поверхностные свойства пород оцениваются на основании двух показателей: индекс смачивания нефтью и индекс смачивания водой. Таким образом, этот метод чувствителен для гетерогенного типа смачиваемости, при котором оба флюида (вода и нефть) будут свободно впитываться, и тест Амотта-Харви в этом случае будет иметь положительное значение отношений как при вытеснении нефти водой, так и при вытеснении воды нефтью. Смачиваемость необходимо измерять после основных этапов исследований керна, показатели смачиваемости должны быть статистически обработаны и представлены в таблице в виде средних показателей по воде, по нефти, по Амотту-Харви, а также в виде распределений (*рис. 1*).

Экстрагирование образцов с возможным сохранением поверхностных свойств («мягкая экстракция»). Стандартная экстракция в аппаратах Сокслета считается агрессивным методом очистки, т.к. образцы в камере подвергаются многократным циклам погружения в жидкость/обработке горячим паром при высоких температурах (при использовании толуола температура составляет выше 110 °С). Сущность метода «мягкой» экстракции заключается в проточной промывке образцов керна в кернодержате-

ле фильтрационной установки. Промывка осуществляется последовательной прокачкой через образец керна керосина и гептана (или гексана) до отсутствия изменения цвета на выходе из образца, с последующим вытеснением гептана моделью пластовой воды при комнатной температуре. Образцы керна постоянно насыщены растворителем, отсутствуют циклы испарения и влияние температуры.

Определение **абсолютной проницаемости $K_{пр}$ и открытой пористости $K_{п}$** методом жидкостенасыщения после выполнения «мягкой экстракции». Сравнение ФЕС пород после проведения стандартной и «мягкой экстракции» на значительном фонде образцов разного литологического состава по разным продуктивным отложениям и месторождениям показало, что разница значений пористости не превышает 0,5% абс., изменение газопроницаемости составляет менее 10%, что лежит в пределах погрешностей измерения параметров.

Измерение **открытой пористости и удельного электрического сопротивления (УЭС) полностью водонасыщенных образцов** при пластовых условиях, построение зависимости $P_{п}-K_{п}$. Определение параметра пористости $P_{п}$ (относительного сопротивления пород) и пористости выполняют в установке при моделировании термобарических условий пласта.

Капилляриметрические исследования в групповом капилляриметре в системе «вода – газ». Измерение УЭС образцов на разных ступенях насыщенности, определение параметра насыщенности $P_{п}$ (коэффициента увеличения сопротивления). Построение зависимости $P_{п}-K_{в}$ для системы «вода – газ».

Моделирование остаточной водонасыщенности в системе «вода – нефть» методом центрифугирования или методом полупроницаемой мембраны в индивидуальном капилляриметре при термобарических условиях. Измерение УЭС образцов на разных ступенях насыщенности, определение параметра насыщенности $P_{п}$. Построение зависимостей $P_{п}-K_{в}$ для системы «вода – нефть».

Капилляриметрические исследования в системе «вода – нефть» при пластовых условиях являются достаточно редкими и трудозатратными экспериментами, требуют наличия специального оборудования, но эти трудности полностью окупаются получением достоверной петрофизической информации. В процессе вытеснения воды нефтью моделируется процесс формирования залежи, в результате длительной выдержки образцов на каждой ступени происходит восстановление поверхностных свойств. Подобные исследования керна рекомендуется проводить на

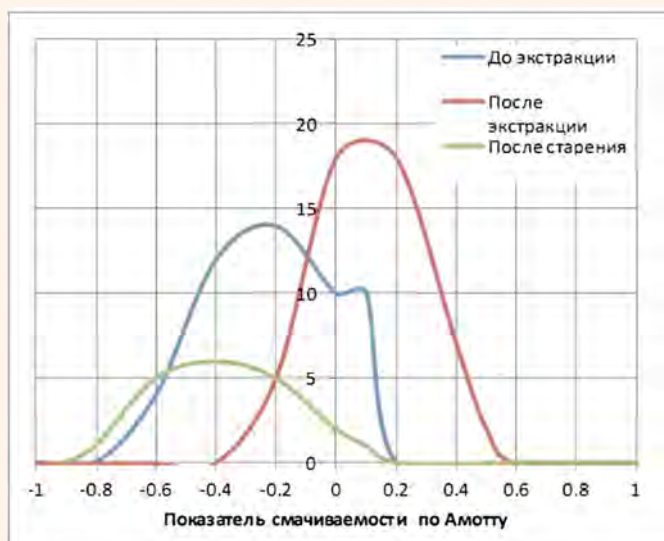


Рис. 1. Показатель смачиваемости образцов керна пласта D_{3el} на разных этапах эксперимента по Восточно-Ламбейшорскому месторождению

каждом месторождении по наиболее важным продуктивным объектам.

При отсутствии специального оборудования для капилляриметрических исследований в системе «вода – нефть» допускается создание остаточной водонасыщенности методом центрифугирования в системе «вода – нефть». В этом случае обязательным является последующий этап восстановления поверхностных свойств в фильтрационной установке при моделировании пластовых условий.

Восстановление поверхностных свойств пород («старение» керна) на образцах с начальной нефтенасыщенностью. Замеры УЭС. Определение параметра насыщенности после «старения». Построение зависимости $P_{п}-K_{в}$ после «старения».

Большой объем выполненных отечественных и зарубежных научно-технических работ [1, 3, 7, 14, 16, 17] показал, что при выносе керна на поверхность природная, естественная смачиваемость изменяется, причем незакономерно, как в сторону увеличения гидрофильности, так и в сторону увеличения гидрофобности от природной. Предлагаемые в литературе методы отбора керна [7], якобы позволяющие сохранить природную смачиваемость, на наш взгляд, не достигают желаемого результата. Поэтому в изучаемой проблеме самая важная и главная трудность – это отсутствие эталона, т.е. породы (керна) с природной смачиваемостью.

В процедуре «старения» керна используется метод моделирования процесса заполнения ловушки мигрирующей нефтью, в начальной стадии которого все породы были заполнены

водой и были гидрофильны. Это начальное (нулевая точка отсчета) состояние моделируется на керне путем перевода порового пространства керна в строго гидрофильное состояние путем стандартной экстракции с подогревом. Выполненные многочисленные эксперименты показали, что не все образцы керна могут быть переведены в строго гидрофильное состояние даже при жесткой экстракции и специальном подборе растворителей. Как показали исследования шлифов, это связано с присутствием в породах пленок битуминозного органического вещества, которое образовалось, по-видимому, на стадии диагенеза (катагенеза) и никак не связано с основным объемом мигрирующей из нефтематеринских пород нефтью при заполнении ловушки. Такие пленки не удаляются существующими растворителями. Поэтому можно считать, что и такие породы находятся на нулевой точке отсчета. При поступлении в ловушку нефти из нефтематеринских пород вода начинает вытесняться и при полном заполнении ловушки ее величина становится равной $K_{во}$. Изначально гидрофильные породы постепенно становятся менее гидрофильными под воздействием сложно-

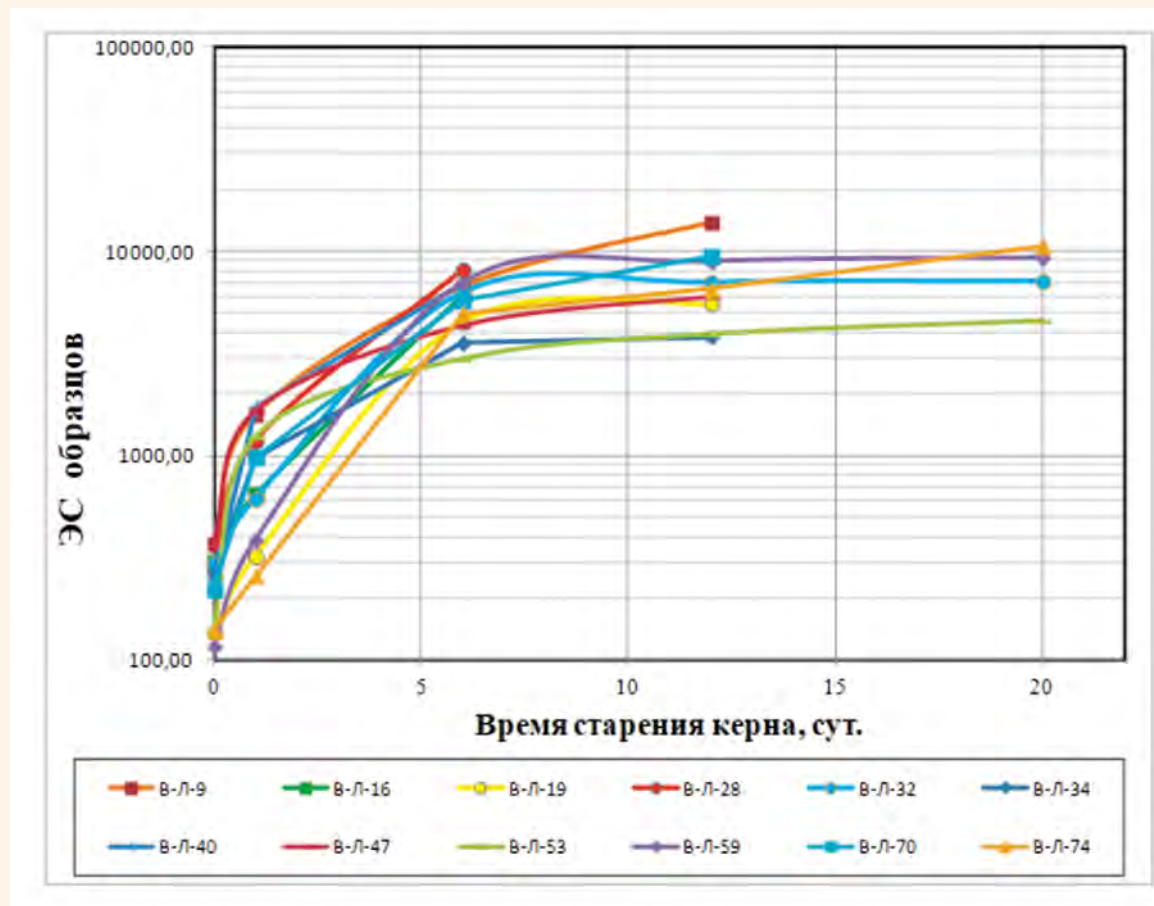
го сочетания свойств породы, нефти, пластовой воды и геологического времени. Этот процесс моделируется выдержкой в пластовых условиях с периодической прокачкой пластовой нефти через образец с $K_{во}$. Оптимальное время старения определяется экспериментально. В настоящее время время на данной стадии изученности описанный способ моделирования считается наиболее достоверным методом восстановления природной смачиваемости керна.

Для определения оптимального времени старения образцы керна выдерживались при пластовых термобарических условиях в течение 5, 10, 20 или 40 суток. Контроль за процессом восстановления поверхностных свойств осуществляется замерами электрического сопротивления. Результаты экспериментов, представленные на **рис. 2**, показали, что для карбонатных отложений среднедевонского возраста оптимальное время старения составило от 7 до 12 суток. По результатам замеров УЭС рассчитывается параметр насыщенности P_H и строится зависимость P_H-K_v .

Завершающим этапом работы с керном для определения коэффициента нефтенасы-

Рис. 2.

Зависимость электрического сопротивления (Ом) от продолжительности старения для образцов керна Восточно-Ламбейшорского месторождения



ценности негидрофильных коллекторов по методике Дахнова – Арчи является анализ семейства зависимостей $P_n - K_v$, полученных по результатам специальных экспериментов и представленных, например, на **рис. 6** и **7** Временных методических рекомендаций. Анализ заключается в выборе адекватной связи $P_n - K_v$ и производится на этапе интерпретации ГИС. Алгоритм анализа описан в разделе "Новые подходы к определению коэффициента нефтенасыщенности..." Временных методических рекомендаций.

Очень важным является **соблюдение единых подходов работы с керном** при подсчетах геологических и извлекаемых запасов – при оценках петрофизических и динамических параметров. В разработанной технологии это соблюдается в обязательном порядке и выражается в общей программе подготовки и исследований образцов керна для определения **динамических параметров**, которые оцениваются после завершения петрофизических экспериментов и процедуры «старения».

Определение коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей на образцах с восстановленными поверхностными свойствами и сравнение с результатами при стандартной подготовке образцов. Эти эксперименты относятся к потоковым исследованиям, при которых определяются динамические параметры пород.

Коэффициент вытеснения. На **рис. 3** представлено сопоставление коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$), пористости (K_p) для образцов керна с восстановленными поверхностными свойствами и для образцов с измененной смачиваемостью в результате стандартной экстракции по продуктивному карбонатному пласту Восточно-Ламбейшорского месторождения. После восстановления поверхностных свойств микropоры образцов заполнены связанной водой, эффективное поровое пространство образцов стало более гидрофобным, общее содержание $K_{\text{но}}$ осталось сопоставимым с $K_{\text{но}}$ до восстановления поверхностных свойств, но характер распределения флюидов в поровом пространстве изменился. *Гидрофобный коллектор имеет более низкие коэффициенты вытеснения:* при вытеснении водой нефти в случае гидрофобного коллектора – это процесс дренирования, т.к. в качестве драйвера применяется несмачивающая жидкость – вода, в отличие от процесса впитывания в случае гидрофильного коллектора. В среднем, согласно **рис. 3**, для конкретного объекта $K_{\text{выт}}$ после восстановления смачиваемости равен 0,458 (при диапазоне 0,213–0,692), $K_{\text{выт}}$ для образцов после стандартной экстракции



Рис. 3. Сопоставление коэффициента вытеснения нефти водой $K_{\text{выт}}$ и пористости по образцам керна Восточно-Ламбейшорского месторождения

равен 0,535 (при диапазоне 0,333–0,724). Расхождение $K_{\text{выт}}$ между двумя экспериментами составило –7,7% абс. или –14% отн.

Относительные фазовые проницаемости представлены на **рис. 4** для образцов с восстановленными поверхностными свойствами (сплошные линии) и образцов без учета восстановления свойств (пунктирные линии). После стандартной экстракции (пунктирные линии) по результатам экспериментов получают заниженные значения остаточной водонасыщенности в пределах $K_{\text{во}} = 6,6\text{--}15\%$, что приводит к повышению относительной проницаемости по нефти и снижению проницаемости по воде. Это искажает характер кривых ОФП для гидрофобных коллекторов, для которых характерными являются прорывы воды в начальной стадии разработки: кривые ОФП после стандартной экстракции соответствуют гидрофильным коллекторам с низкими значениями относительной проницаемости по воде 0,177–0,212, что отражает продолжительный период безводной эксплуатации, имеют заниженные значения K_v^* в точке пересечения кривых ОФП $K_v^* = 34\text{--}52\%$. На образцах с восстановленными поверхностными свойствами (сплошные линии) остаточная водонасыщенность меняется в пределах $K_{\text{во}} = 18\text{--}20,8\%$, точка пересечения кривых ОФП получена при $K_v^* = 53\text{--}58\%$, ОФП по воде повышается по сравнению с образцами с измененной смачиваемостью и варьирует в пределах 0,304–0,397. Кривые ОФП по итогам экспериментов с восстановленными поверхностными свойствами в результате старения более соответствуют реальному состоянию разработки гидрофобных коллекторов.

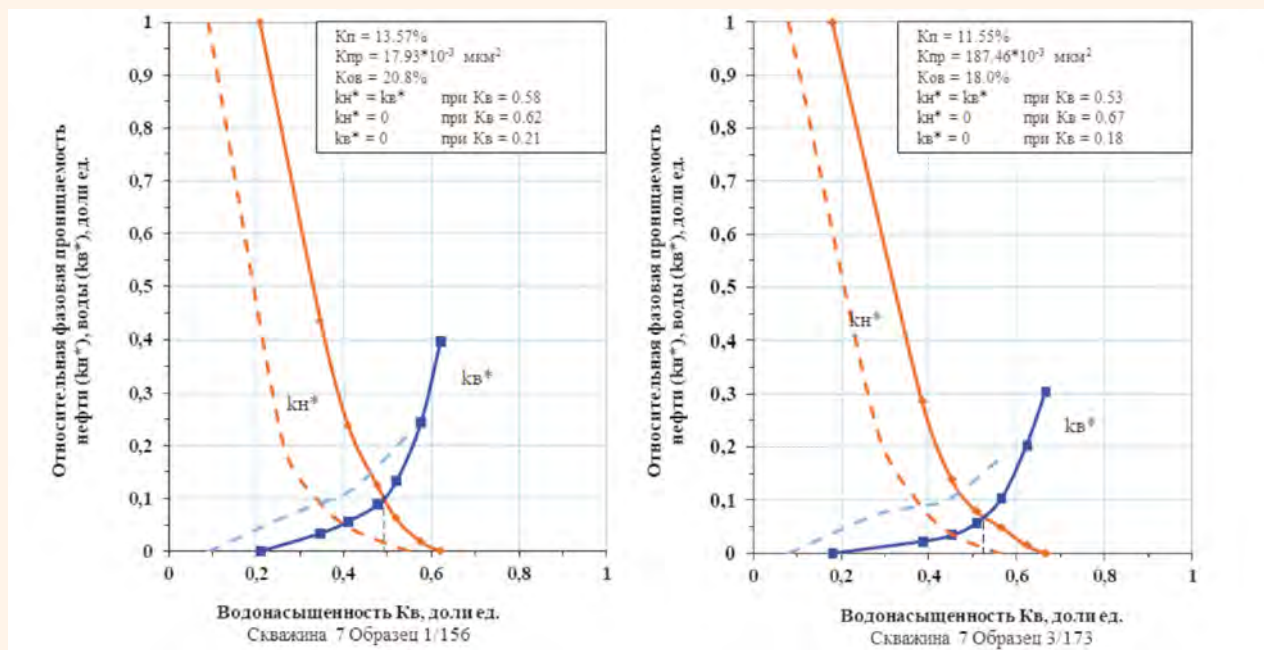


Рис. 4. Сопоставление графиков функций ОФП для образцов полноразмерного ядра с восстановленными поверхностными свойствами (сплошные линии) и без учета восстановления свойств (пунктирные линии) Восточно-Ламбейшорского месторождения

Графики функций ОФП по карбонатным коллекторам Восточно-Ламбейшорского месторождения, представленные на рис. 4 сплошными линиями, свидетельствуют, что поверхностные свойства образцов не являются строго гидрофобными и характерны для пород с гетерогенным, смешанным, типом смачиваемости: малые поры гидрофильны, гидрофобные участки образуют непрерывные пути в крупных порах и кавернах.

Таким образом, проведение исследований на образцах ядра с восстановленными поверхностными свойствами по разработанной технологии позволяет получить достоверную петрофизическую основу для интерпретации данных ГИС и проектирования разработки пород-коллекторов с негидрофильными поверхностными свойствами.

Оценка достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов косвенными методами по ядру скважины на РНО

В настоящее время наиболее известным способом оценки истинного значения остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) в продуктивных коллекторах в зоне однофазной фильтрации нефти является бурение скважин на безводных промысловых жидкостях с соблюдением жестких требований к технологии проводки скважины и качеству промысловой жидкости (ПЖ), отбора

ядра с сохранением пластового флюидонасыщения при эффективной герметизации ядра на буровой, определения $K_{во}$ ($K_{н}$) по ядру прямым экстракционно-дистилляционным методом (методом Закса или Дина-Старка) [1, 7, 9]. Наличие прямой информации об истинном значении остаточной водонасыщенности по Заксу позволяет оценить достоверность определения коэффициента остаточной водонасыщенности (или $K_{н}$) косвенными методами – капилляриметрией, центрифугированием и ГИС.

Достоверность прямых определений $K_{во}$ обеспечивается [9]: качеством безводной ПЖ, содержание воды в которой не должно превышать 3%, своевременностью и эффективностью герметизации ядра на буровой, ограничением времени хранения герметизированного ядра, мерами предосторожности при транспортировке ядра, эффективностью экстракции воды при проведении лабораторных анализов ядра.

Особенно важно наличие прямой информации о $K_{во}$ по ядру из скважины на РНО при изучении негидрофильных пород, для которых значения $K_{во}$ ($K_{н}$), получаемые косвенными методами, вызывают противоречивые суждения из-за отсутствия в регламентных документах методик определения $K_{н}$ гидрофобных коллекторов по ядру и ГИС.

На Ярейском месторождении ТПНП была пробурена разведочная скв. № 3Р с проходкой на промысловую жидкость на нефтяной основе (РНО) в интервале ассель-сакмарского горизон-

та нижнепермских отложений – пласт P1a+s, из которого был отобран керн. Разработанная программа мероприятий на скважине позволила обеспечить неизменность свойств поднимаемых пород, а главное, количественное содержание флюидов в поровом пространстве отобранного керна, что было обусловлено рекордно коротким временем между отбором керна в скважине и началом исследований в лаборатории, которое не превышало 72 ч для каждой партии поднятого керна.

На керне проведены следующие исследования: прямые определения остаточной водонасыщенности по Заксу; определения показателя смачиваемости до и после экстракции по Амотту-Харви; оценки $K_{во}$ косвенными методами – стандартным способом по капилляриметрии в системе «вода – газ», по специальной технологии центрифугирования в системе «вода – нефть» со «старением» для восстановления поверхностных свойств в атмосферных и пластовых условиях, уникальные многостадийные капилляриметрические исследования в системе «вода – нефть» при моделировании пластовых условий и восстановлении поверхностных свойств породы на базе капилляриметра индивидуального пластового ПИК.

Определение остаточной водонасыщенности образцов керна прямым экстракционно-дистиляционным методом в аппаратах Закса производилось на образцах разного размера: цилиндрах стандартного размера, фрагментах пород и полноразмерном керне, что позволило исключить возможность влияния на результаты систематической ошибки, связанной с методом отбора образцов или проникновением фильтрата бурового раствора при бурении или доставке.

Полученные прямым методом среднестатистические величины $K_{во}$ на стандартных образцах керна по коллекторам являлись эталонными и в дальнейшем использовались для обоснования $K_{во}$ по косвенным методам и по ГИС при определениях коэффициента нефтенасыщенности.

На основной коллекции образцов было выполнено определение фильтрационно-емкостных свойств после стандартной экстракции и капилляриметрические исследования методом полупроницаемой мембраны в системе «вода – газ».

Затем на представительной коллекции образцов продуктивных отложений P1a+s был выполнен комплекс специальных исследований по разработанной технологии.

Определение показателя смачиваемости до и после экстракции производилось по мето-

ду Амотта-Харви на специальной выборке, состоящей из 38 образцов стандартного размера. Смачиваемость образцов керна по Амотту-Харви до экстракции изменяется от -0,73 до +0,22, в среднем составляя -0,11, что соответствует смешанному типу гетерогенной смачиваемости с преобладанием гидрофобных участков. После экстракции показатель смачиваемости лежит в пределах от -0,25 до +0,8, в среднем равен +0,26 и соответствует преимущественно гидрофильному типу смачиваемости.

Капилляриметрические исследования в системе «вода – нефть» были выполнены в капилляриметре индивидуальном пластовом ПИК при моделировании пластовых термобарических условий с замерами удельного электрического сопротивления на каждой ступени. Небольшие изменения объема выделившейся воды на отдельных ступенях могут быть трудно-различимы, определяющим фактором является стабилизация УЭС. Исследования керна в пластовых условиях с получением зависимости Pн-Kв по скв. № 3 Ярейюского месторождения проводились в течение 6 месяцев на двух обоях кернодержателей по 7 образцов каждый.

По завершении всех экспериментов был выполнен **анализ полученных результатов**, который заключался в сравнении величин $K_{во}$ по прямому и косвенным способам; сравнении зависимостей $P_n - K_v$ по разным экспериментам – стандартному и специальному.

Сравнение величин остаточной водонасыщенности, полученной косвенным методом по капилляриметрии в системах «вода – газ» и «вода – нефть» и прямым способом, показал, что для рассматриваемого объекта значения $K_{во}$ по методу полупроницаемой мембраны в системах «вода – газ» ($K_{во,ср} = 23,4\%$), «вода – нефть» ($K_{во,ср} = 27,1\%$) и прямого способа по Заксу ($K_{во,ср} = 20,4\%$) лежат в едином поле корреляции параметров $K_{во} - K_n$ (рис. 5), что свидетельствует о практической независимости величин остаточной водонасыщенности от способа получения $K_{во}$.

Зависимости параметра насыщенности (P_n) от водонасыщенности (K_v) для изучаемых отложений по результатам разных экспериментов – капилляриметрия в системе «вода – газ», капилляриметрия в системе «вода – нефть» в пластовых условиях, центрифугирование в системе «вода – нефть» при атмосферных и пластовых условиях, после «старения» керна в атмосферных и пластовых условиях, представлены на рис. 6. Величины экспоненты насыщенности n в уравнении Дахнова – Арчи повышаются от системы «вода – газ» при атмосферных условиях $n = 1,477$ к системе «вода–нефть» по капилляриметрии в пластовых условиях $n = 2,32$ и центри-

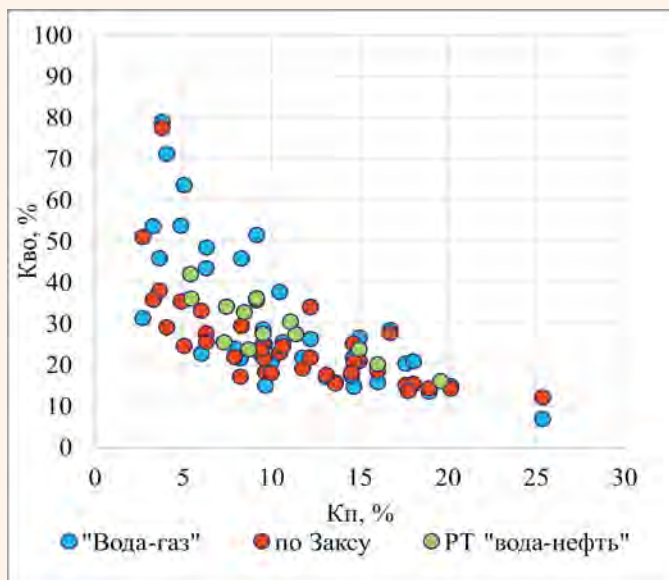
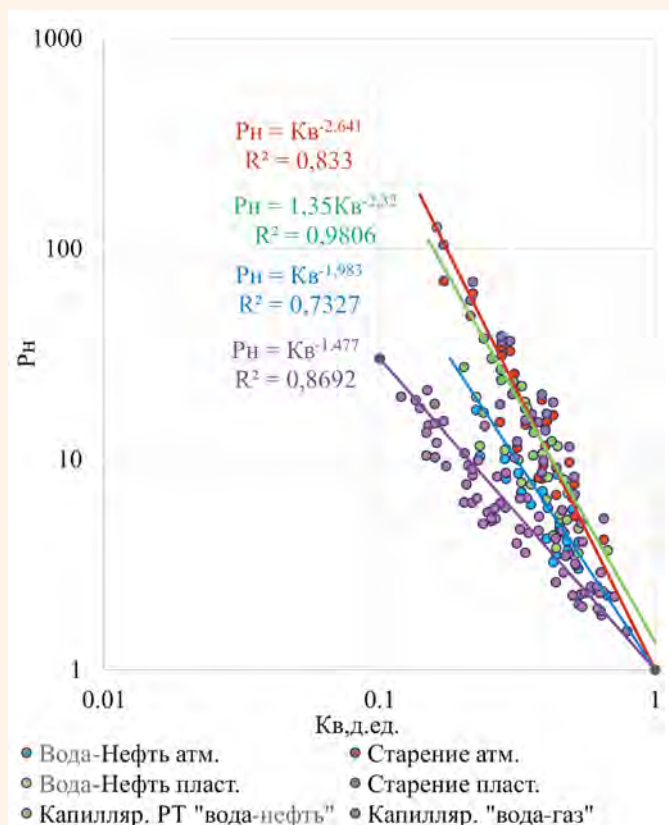


Рис. 5.
Сопоставление $K_{во}$ - $K_{п}$ для разных экспериментов на керне скв. № 3 Ярейюского месторождения

фугированию после «старения» при пластовых условиях до $n = 2,641$. Увеличение показателя степени объясняется тем, что в процессе исследований система «вода – газ» при атмосфер-

Рис. 6.
Зависимости $P_{п}$ - $K_{в}$, полученные с использованием стандартной и специальной технологии исследований керна по скв. № 3 Ярейюского месторождения



ных условиях была заменена на систему «вода – нефть» для пластовых условий, в результате которых происходит восстановление исходных поверхностных свойств пород с усложнением геометрии распределения флюидов в поровом пространстве. В итоге, при близких значениях $K_{во}$ существенно возрастают УЭС и показатели степени зависимостей $P_{п}$ - $K_{в}$ негидрофильных образцов по сравнению с гидрофильными.

Карбонатные коллекторы характеризуются высокой степенью крупномасштабной и мелкомасштабной неоднородности, это существенно затрудняет точную оценку распределения капиллярного давления в карбонатных коллекторах. Разница значений экспоненты n после пластовой капилляриметрии ($n = 2,32$) и центрифугирования ($n = 2,641$) связана с особенностями структуры пустотного пространства отдельных образцов керна, входящих в состав каждой выборки. Поэтому для понимания реального распределения пластовых флюидов в масштабе резервуара рекомендуется усреднять полученные значения параметров по отдельным образцам.

В регламентных Методических рекомендациях [9] отмечено, что петрофизические зависимости $P_{п}$ - $K_{в}$ под действием термобарических условий изменяются незначительно или вовсе не меняются. Результаты авторских экспериментальных исследований также показали, что значения показателя степени n в уравнениях Дахнова – Арчи имеют близкие величины и при обосновании зависимостей $P_{п}$ - $K_{в}$ не требуется учета пластовых условий: центрифугирование в системе «вода – нефть» в атмосферных условиях $n = 1,960$, центрифугирование в системе «вода – нефть» в пластовых условиях $n = 2,107$, осредненная зависимость имеет $n = 1,983$; центрифугирование в системе «вода – нефть» после «старения» в атмосферных условиях $n = 2,551$, центрифугирование в системе «вода – нефть» после «старения» в пластовых условиях $n = 2,671$, осредненная зависимость $P_{п}$ - $K_{в}$ имеет $n = 2,641$. На рис.6 представлены осредненные зависимости. Вариации n связаны с индивидуальными особенностями отдельных образцов стандартного размера, поскольку поровое пространство породы имеют сложную геометрию, а образец стандартного размера характеризует лишь малую часть изучаемого объекта. При интерпретации данных ГИС использовались осредненные зависимости $P_{п}$ - $K_{в}$.

Результаты исследования керна по скв. № 3 на РНО Ярейюского месторождения позволили сделать важные выводы:

– для изучаемого объекта карбонатного состава, характеризующегося сложной структурой пустотного пространства и негидрофильными

поверхностными свойствами, получена **допустимая** сходимости значений моделируемой остаточной водонасыщенности со значениями $K_{во}$ прямым методом по Заксу для капилляриметрии в системах «вода – газ» и «вода – нефть» в атмосферных и пластовых условиях;

– полученные в среднем величины $K_{во}$, равные 20% по прямому способу, и 22–27% по косвенному моделированию, показывают близость значений остаточной водонасыщенности негидрофильных коллекторов к $K_{во}$ гидрофильных пород;

– существенно разные зависимости $P_H - K_B$ по результатам экспериментов в системах «вода – газ» и «вода – нефть» при близких значениях $K_{во}$ отражают изменение поверхностных свойств образцов: повышение значений УЭС образцов и увеличение экспоненты насыщенности в уравнениях $P_H - K_B$ по сравнению со стандартной зависимостью по капилляриметрии в системе «вода – газ» свидетельствует о приближении поверхностных свойств пород к исходной негидрофильной смачиваемости.

Новые подходы к определению коэффициента нефтенасыщенности по ГИС коллекторов с негидрофильной смачиваемостью на основе специальных петрофизических исследований ядра

Основной методикой определения коэффициента нефтенасыщенности в отечественной пе-

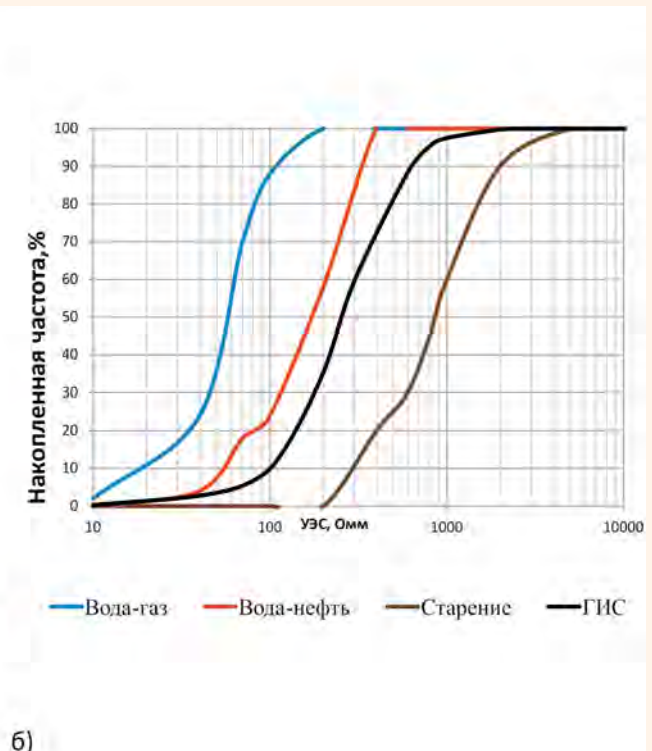
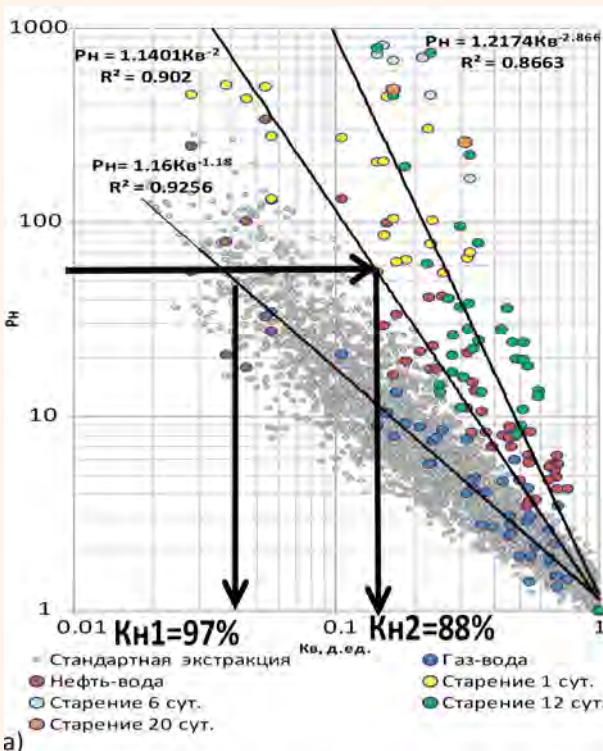
трофизике является методика Дахнова – Арчи с использованием УЭС по ГИС и зависимостей $P_H - K_n$ и $P_H - K_B$, получаемых по исследованиям ядра. При изучении разрезов с негидрофильными коллекторами главный недостаток стандартных зависимостей $P_H - K_B$ заключается в отсутствии настройки значений УЭС по ядру на данные по ГИС, что приводит к систематическим завышениям величин K_n . Зависимости $P_H - K_B$ для негидрофильных коллекторов надо получать при целенаправленном изучении ядра, чтобы была возможность определять адекватные значения K_n по методике Дахнова – Арчи.

Схема обработки и интерпретации ГИС для определения подсчетных параметров в разрезах с гидрофобными коллекторами остается неизменной по сравнению с гидрофильными породами, кроме этапа определения коэффициента нефтенасыщенности с применением методики Дахнова – Арчи.

По предоставленным из петрофизической лаборатории результатам исследований ядра строятся или проверяются петрофизические зависимости $P_H - K_B$. На **рис. 7а** по Восточно-Ламбейшорскому месторождению приведены связи $P_H - K_B$ после стандартной подготовки образцов и капилляриметрии в системе «вода – газ» с показателем степени 1,18, после «мягкой» экстракции и центрифугирования в системе «вода – нефть» с показателем степени 2, после

Рис. 7.

Зависимости $P_H - K_B$ для разных экспериментов (а) и распределение УЭС по экспериментам на ядре и по ГИС (б)



центрифугирования в системе «вода – нефть» и процедуры «старения» в течение 20 суток с показателем степени 2,866. Для расчета коэффициента нефтенасыщенности по ГИС должен быть сделан обоснованный выбор адекватной зависимости P_n-K_B для подсчета запасов.

По скв. № 3 на РНО Ярейюского месторождения была доказана близость величин остаточной водонасыщенности $K_{во}$ по центрифуге, капилляриметрии в системах «вода – газ» и «вода – нефть» к значениям $K_{во}$ по прямому способу по Заксу. Но при этом были получены существенно различающиеся величины УЭС (P_n) по разным экспериментам и, соответственно, разные зависимости P_n-K_B . Из этого следует, что в негидрофильных коллекторах восстановление природной исходной смачиваемости приводит к росту УЭС.

Авторами предложен подход к выбору адекватной зависимости P_n-K_B для негидрофильных пород и, следовательно, адекватных величин K_n по ГИС, по критерию близости УЭС керновых данных к УЭС по ГИС, так как именно УЭС по ГИС является индикатором степени фобизации породы в разрезе скважины. В методике Дахнова – Арчи для достоверного определения K_n поверхностные свойства образцов керна должны соответствовать типу смачиваемости пород по ГИС, что можно выразить через соотношение УЭС керн/ГИС. На **рис. 7б** в соответствии с порядком зависимостей P_n-K_B на **рис. 7а** средние значения УЭС по замерам на керне получились равными при $n = 1,18$ УЭС,ср = 50 Омм, при $n = 2$ УЭС,ср = 148 Омм, при $n = 2,866$ УЭС,ср = 831 Омм. По данным электрометрии геофизического комплекса по всем скважинам продуктивного пласта

УЭС,ср = 182 Омм. Наиболее близкие удельные сопротивления по керну к ГИС соответствуют связи P_n-K_B с показателем степени $n = 2$ – УЭС,ср = 148 Омм (керн) и 182 Омм (ГИС). Эта связь выбрана в качестве рабочей для расчета итоговых значений K_n по ГИС для подсчета запасов: среднее значение K_n по выбранной зависимости P_n-K_B получилось равным $K_{н,ср} = 88\%$ по сравнению с $K_{н,ср} = 97\%$ по стандартной зависимости с показателем степени 1,18.

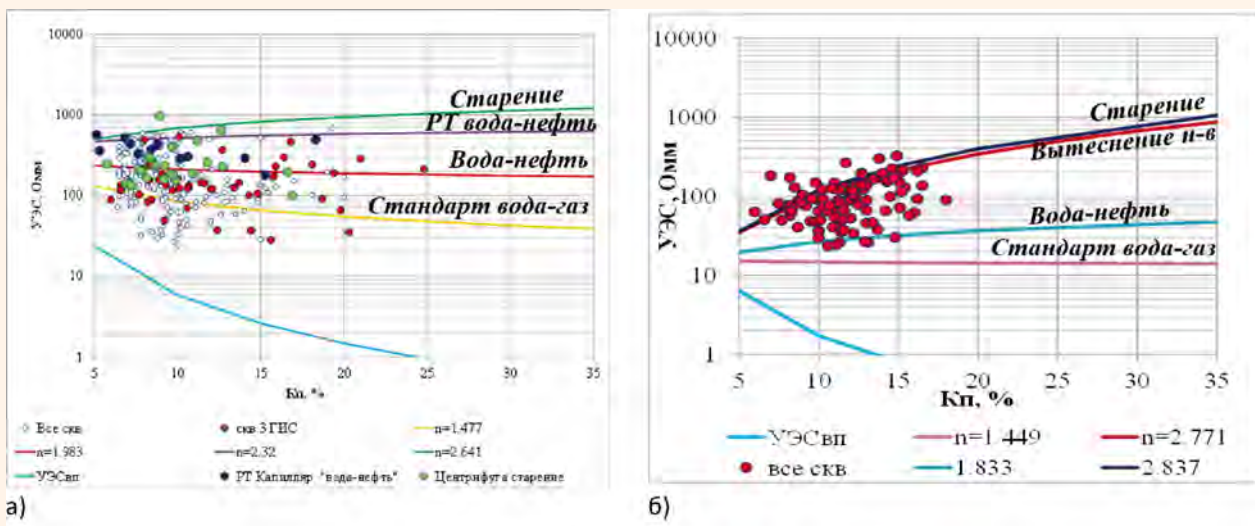
Достоверность результатов определения K_n негидрофильных коллекторов по ГИС по выбранной связи P_n-K_B по результатам специальной технологии исследования керна была подтверждена по скв. № 3 на РНО значениями $K_{во}$ по прямым исследованиям по Заксу: $K_{во,закс} = 20,4\%$ ($K_{н,закс} = 79,6\%$), по выбранной зависимости P_n-K_B по соотношению УЭС керн/ГИС $K_{во,гис} = 22,2\%$ ($K_{н,гис} = 77,8\%$). По стандартной зависимости P_n-K_B без согласования УЭС по ГИС и по керну $K_{во} = 8,1\%$ ($K_n = 91,9\%$).

Обоснованность выбора зависимости P_n-K_B можно также доказать по положению фактических точек по ГИС на графике сопоставления УЭС- K_n с теоретическими линиями УЭС,пред по результатам опытов, что показано на **рис. 8а** по Ярейюскому месторождению, на **рис. 8б** – по Ошскому месторождению.

При наличии только стандартных исследований на керне с получением единственной зависимости P_n-K_B по капилляриметрии в системе «вода – газ», но при доказанном факте присутствия негидрофильных коллекторов в продуктивном пласте, необходимо выполнять настройку УЭС по керну на УЭС по ГИС путем построения связи $P_n-K_{во}$ типа «керн – ГИС» ($K_{во}$ – по керну,

Рис. 8.

Сопоставление УЭС- K_n с теоретическими линиями предельных УЭС и нанесенными фактическими точками по ГИС Ярейюского (а) и Ошского (б) месторождений



P_n – по ГИС). Это позволит учесть фактические значения удельного сопротивления по ГИС, отражающего природную смачиваемость коллекторов, и при этом, как было показано в разделе "Оценка достоверности..." Временных методических рекомендаций, значения $K_{во}$ негидрофильных коллекторов не имеют существенных отличий от остаточной водонасыщенности гидрофильных коллекторов. На **рис. 9** представлены зависимости P_n-K_b по результатам специальных исследований ядра и связями ядра – ГИС: по Ярейюскому месторождению (**рис. 9а**) и по Восточно-Ламбейшорскому месторождению (**рис. 9б**), которые наглядно демонстрируют согласование зависимостей ядра – ГИС с адекватными связями P_n-K_b , выбранными по критерию соотношения УЭС ядра/ГИС.

В итоге по 10 исследованным тестовым месторождениям ТПНП в результате замены стандартных зависимостей P_n-K_b , полученных в соответствии с действующими регламентными документами и имеющих показатели степени менее 2, на зависимости для негидрофильных коллекторов в соответствии с разработанной технологией исследования ядра с показателями степени 2 и выше, коэффициенты нефтенасыщенности снизились в среднем на 7–17% абс. или 10–20% отн.

По результатам определения коэффициента нефтенасыщенности по ГИС по зависимостям P_n –

K_b , полученным по специальным исследованиям ядра скв. № 3 на РНО Ярейюского месторождения, можно сделать следующие важные выводы для практического применения методики Дахнова – Арчи для негидрофильных коллекторов при подсчетах запасов УВ:

– доказана обоснованность выбора адекватной зависимости P_n-K_b для определений коэффициента нефтенасыщенности по ГИС из серии специальных экспериментов на ядре по критерию близости УЭС ядра/ГИС и, следовательно, доказана достоверность величин K_n в негидрофильных коллекторах по отсутствию расхождений с K_n по прямым определениям $K_{во}(K_n)$ по Заксу;

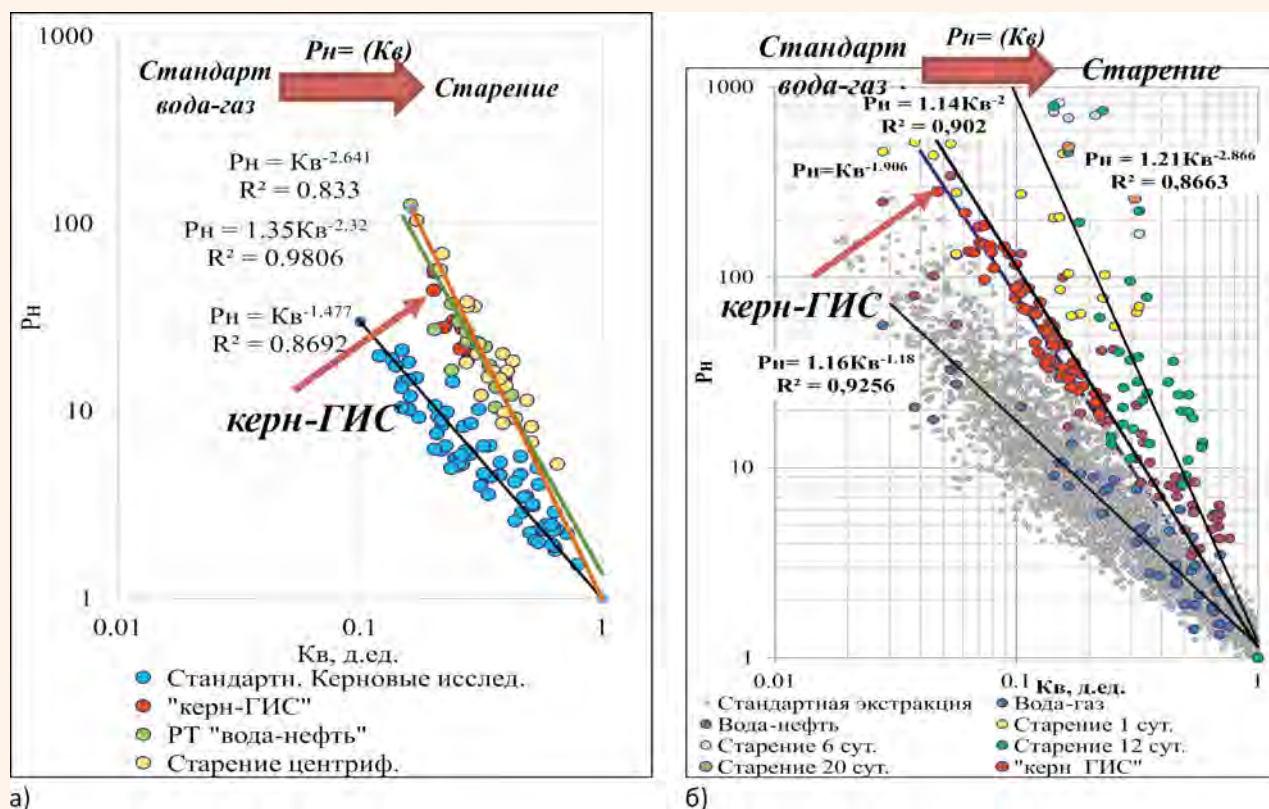
– при отсутствии специальных исследований ядра при доказанном факте наличия негидрофильных коллекторов в продуктивном пласте должна строиться зависимость P_n-K_b типа ядра – ГИС для учета фактических значений УЭС по ГИС в разрезе скважин, отражающих природную смачиваемость пород.

Диагностические признаки отнесения пород к негидрофильному типу смачиваемости

До детальных исследований ядра, до проведения ГИС, до начала разработки, – до всех прямых признаков коллекторов с негидрофильной сма-

Рис. 9.

Зависимости P_n-K_b типа «ядро – ядро» и «ядро – ГИС» Ярейюского (а) и Восточно-Ламбейшорского (б) месторождений



чиваемостью, есть ряд косвенных геологических критериев, свидетельствующих о возможной предрасположенности пород к преимущественной смачиваемости порового пространства водой или нефтью.

Тип смачиваемости и изменение первоначального типа смачиваемости, как установлено в ряде научных работ [12, 13], зависит от следующих геологических факторов: минерального состава скелета породы; минерального состава цементирующей компоненты; свойств нефти; минерализации и типов пластовых вод; структуры порового пространства.

Рассмотренные тестовые нефтяные месторождения ТППП позволили сделать обобщающие выводы по **косвенным диагностическим признакам** негидрофильности пород.

Минеральный состав породы. В большинстве случаев (до 80%, согласно литературным данным) *карбонатные коллекторы* гидрофобны, что объясняется следующим образом: при образовании залежи исходно щелочная поверхность карбонатных минералов способствует активному взаимодействию с полярными компонентами нефти, являющимися слабыми кислотами, что приводит поверхности минералов к гидрофобизации [4]. В исследуемых карбонатных отложениях пермо-карбона и верхнего девона на месторождениях ТППП показатель смачиваемости по Амотту-Харви в среднем изменяется от -0,3 до -0,57, что соответствует преимущественно гидрофобному типу смачиваемости.

Гидрофобность *терригенных коллекторов* на нефтяных месторождениях встречается несколько реже (не превышает 60–70%, по литературным источникам), т.к. силикатные минералы, в отличие от карбонатных, исходно имеют кислый характер и поэтому реакция, способствующая образованию пленок, влияющих на смачиваемость, идет с щелочными компонентами нефти, содержание которых обычно несколько меньше, чем кислот. Терригенный продуктивный пласт среднедевонского возраста Ошского месторождения ТППП имеет преимущественно гидрофобную (-0,57) характеристику смачиваемости по Амотту-Харви.

Минеральный состав цементирующей части. Данный фактор важен для терригенных коллекторов, гидрофобизация поверхности которых возрастает при наличии карбонатного цемента. При отсутствии карбонатного цемента изменение преимущественной смачиваемости водой терригенных пород может происходить из-за специфических свойств глинистых минералов: наличие в составе глинистого цемента гидрослюд или монтмориллонита мо-

жет увеличивать возможность появления негидрофильной смачиваемости, каолинитовый цемент практически не влияет на изменение смачиваемости.

Свойства нефти. Любой нефти присуща поверхностная активность в той или иной степени. Состав нефти – главная причина изменения смачиваемости природно гидрофильной поверхности коллекторов, потому что в нефти содержатся компоненты, изменяющие смачиваемость поверхности. Это – полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах: гидрофобность возрастает с увеличением смолисто-асфальтеновых веществ (СAB) и, следовательно, с повышением плотности и вязкости нефтей.

Свойства пластовой воды. Для рассмотренных месторождений ТППП установлено, что при минерализации 80–150 г/л породы имеют смешанную смачиваемость, при 200–240 г/л – в основном гидрофобны. Высоким минерализациям соответствует хлоркальциевый тип пластовых вод во всех продуктивных отложениях – от перми до силура, с возрастанием минерализации хлоркальциевых пластовых вод, содержащих в своем составе двухвалентные ионы, увеличивается гидрофобность пород.

Сложная структура порового пространства коллекторов является одним из косвенных признаков предрасположенности пород к негидрофильной смачиваемости. В результате анализа керн и шлифов месторождений ТППП установлено, что при сложной структуре порового пространства тяжелые фракции нефти выстилают поверхности наиболее крупных пор и искривлений путей фильтрации, в мелких порах чаще всего концентрируется остаточная связанная вода.

На данном этапе работы установлены **два условно прямых признака** негидрофильной смачиваемости пород.

1. **Показатели смачиваемости** на представительной выборке свежего керн, поднятого по изолированной технологии отбора, до экстракции керн с близким природному распределением остаточных и свободных флюидов в поровом пространстве, с оценками индексов смачиваемости по нефти и воде по методике Амотта-Харви.

2. **Значения УЭС по ГИС** – прямой признак природной смачиваемости пород в разрезе скважин. Критерием негидрофильной смачиваемости являются высокие и очень высокие значения УЭС по ГИС, существенно превышающие средние значения УЭС по керну по результатам капилляриметрических исследований в системе «вода – газ». **И**

Литература

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат. 1962.
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. Т. 2. 1999. 285 с.
3. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1971.
4. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. М.: Недра. 2007. 592 с.
5. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород). М.: 2004.
6. Злобин А.А., Эбзеева О.Р. Закономерности изменения смачиваемости пород-коллекторов по лабораторным данным // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 8. С. 52–61.
7. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2018. 912 с.
8. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами / Под ред. В.И. Горояна, В.И. Петерилье. М.: ВНИГНИ. 1978. 212 с.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерилье, В.И. Порохуна, Г.Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003. 257 с.
10. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Оценка свойств нефти пород-коллекторов залежи карбонатного типа на поздней стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 3.
11. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов // Каротажник. 2011. № 7.
12. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород – коллекторов нефти и газа // Neftegaz.RU. 2016.
13. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С. Особенности смачивания природных нефтенасыщенных коллекторов / Материалы II Международного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ОАО ВНИИнефть. 2009. Т. II.
14. Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Сечина Л.С. Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов Неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений. Новосибирск. 2012. 58 с.
15. ОСТ 39-180-85 Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М.: Миннефтепром. 1985. 14 с.
16. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум-Инжиниринг. 2009. 868 с.
17. Тульбович Б.И. Методы изучения коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1979. 199 с.
18. Chilingar G. V., Yen T. F. Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II, Energy Sources, 1983.
19. Raza, S. H., Treiber, L. E., Archer, D. L., 1968, Wettability of reservoir rocks and its evolution: Producers Monthly, v. 32, p. 2–7.

UDC 552.578.2(470.1)

T.F. Diakonova, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Leading Researcher, Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Geological Faculty¹, Lomonosov Moscow State University, admin@geol.msu.ru
V.Yu. Terentyev, PhD, Researcher, Timan–Pechora Oil and Gas Research Center LLC², terentiev47@mail.ru
A.D. Saetgaraev, Deputy General Director for Geology and Development of OOO LUKOIL–Komi³, Usn.postman@lukoil.com
I.P. Gurbatova, PhD, Chief Specialist of Core and Reservoir Fluid Research Center of the branch of OOO LUKOIL–Engineering, PermNIPIneft⁴, permnipineft@pnn.lukoil.com
E.E. Kristya, PhD, Senior Manager of the Geological Exploration Department of PJSC LUKOIL⁵, lukoil@lukoil.com
L.K. Bata, Leading Geophysicist of the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels of the Geological Faculty¹ of Lomonosov Moscow State University, admin@geol.msu.ru
S.V. Melekhin, Deputy Head of the Center for Core and Reservoir Fluids Research, PermNIPneft Branch of OOO LUKOIL–Engineering⁴, permnipineft@pnn.lukoil.com
D.B. Chizhov, Head of the Department for Special Studies of Core and Reservoir Fluids, PermNIPIneft Branch of OOO LUKOIL–Engineering⁴, permnipineft@pnn.lukoil.com
E.V. Pogonischeva, Chief Specialist, PJSC LUKOIL⁵, lukoil@lukoil.com

¹1 Leninskie gory, GSP–1, Moscow, 119991, Russia.

²45 Pervomaiskaya str., Ukhta, Komi Republic, 169310, Russia.

³31 Neftyanikov str., Usinsk, Komi Republic, 169712, Russia.

⁴3a Permskaya str., Perm, 614066, Russia.

⁵11 Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russia.

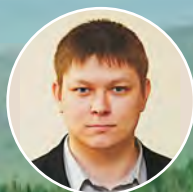
Temporary Guidelines for Determining the Oil Saturation Coefficient of Non-hydrophilic Reservoirs when Calculating the Oil and Gas Reserves of the Fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora Oil and Gas Province

Abstract. Methodological recommendations are devoted to the actual problem of studying surface properties – wettability of productive carbonate and terrigenous rocks of oil fields and includes two aspects of research: 1. Experimental substantiation in laboratory conditions of methodological approaches for studying the oil saturation of non-hydrophilic reservoirs using the “aging” method in order to restore the initial wettability of rocks for calculating oil saturation according to electrical methods of well research and for calculating dynamic parameters for estimating recoverable reserves; 2. Methodological support for determining the oil saturation of non-hydrophilic reservoirs according to GIS data based on the developed core research technology in order to correctly estimate the calculation of hydrocarbon reserves. The object of the study is carbonate and terrigenous rocks of the main productive layers of oil fields of the Timan–Pechora oil and gas province.

Keywords: wettability; oil saturation coefficient; non-hydrophilic reservoirs; petrophysical core studies; oil-based well; calculation of oil and gas reserves; signs of non-hydrophilic reservoirs; Timan–Pechora oil and gas province.

References

1. Amiks Dzh., Bass D., Uaiting R. *Fizika neftianogo plasta* [Physics of the oil reservoir]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1962.
2. Bagrintseva K.I. *Usloviia formirovaniia i svoistva karbonatnykh kolektorov nefti i gaza* [Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs]. Moscow, RGGU Publ., vol. 2, 1999, 285 p.
3. Gimatudinov Sh.K. *Fizika neftianogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1971.
4. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opredelenie fizicheskikh svoistv neftesoderzhashchikh porod* [Determination of the physical properties of oily rocks]. Moscow, Nedra Publ., 2007, 592 p.
5. Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Iu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika (fizika gornyykh porod)* [Petrophysics (physics of rocks)]. Moscow, 2004.
6. Zlobin A.A., Ebzeeva O.R. *Zakonomernosti izmeneniia smachivaemosti porod-kolektorov po laboratornym dannym* [Regularities of changes in the wettability of reservoir rocks according to laboratory data]. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo* [Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining], 2013, no. 8, pp. 52–61.
7. MakFi K., Rid Dzh., Zubizaretta I. *Laboratornye issledovaniia kerna: gid po luchshim praktikam* [Laboratory Core Studies: A Guide to Best Practices]. Moscow–Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2018, 912 p.
8. *Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniyu porod-kolektorov nefti i gaza fizicheskimi i petrofizicheskimi metodami* [Guidelines for the study of oil and gas reservoir rocks by physical and petrophysical methods]. Edited by V.I. Goroian, V.I. Petersil'e. Moscow, VNIGNI Publ., 1978, 212 p.
9. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zasobov nefti i gaza ob'emnym metodom* [Guidelines for calculating geological reserves of oil and gas by volumetric method]. Edited by V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow–Tver, VNIGNI, NPTS «Tver'geofizika» Publ., 2003, 257 p.
10. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. *Otsenka svoistv nefti porod-kolektorov zalezhi karbonatnogo tipa na pozdnei stadii razrabotki* [Assessment of oil properties of reservoir rocks of carbonate type deposits at a late stage of development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2002, no. 3.
11. Mikhailov N.N., Semenova N.A., Sechina L.S. *Vliianie mikrostrukturnoi smachivaemosti na petrofizicheskie kharakteristiki porod-kolektorov* [Influence of microstructural wettability on petrophysical characteristics of reservoir rocks]. *Karotazhnik* [Logger], 2011, no. 7.
12. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. *Geologicheskie faktory smachivaemosti porod – kolektorov nefti i gaza* [Geological factors of wettability of rocks- oil and gas reservoirs]. *Neftegaz.RU* [], 2016.
13. Mikhailov N.N., Sechina L.S. *Osobennosti smachivaniia prirodnykh neftenasyschennykh kolektorov* [Peculiarities of wetting natural oil-saturated reservoirs]. Proc. of the II International Symposium *Teoriia i praktika primeneniia metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov* [Theory and Practice of Application of Enhanced Oil Recovery Methods]. Moscow, VNIIneft' Publ., 2009, vol. II.
14. Mikhailov N.N., Ermilov M.O., Sechina L.S. *Ekspierimental'noe issledovanie smachivaemosti i analiz ee vliianiia na fil'tratsionno-ekonomnye svoistva produktivnykh kolektorov Neokomskoi zalezhi Novo-Urengoi'skogo i Iamburgskogo mestorozhdenii* [Experimental study of wettability and analysis of its effect on the reservoir properties of productive reservoirs of the Neokomskoye deposits of the Novo-Urengoi'skoye and Yamburgskoye fields]. Novosibirsk, 2012, 58 p.
15. *OST 39-180-85 Neft'. Metod opredeleniia smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod* [OST 39-180-85 Oil. Method for determining the wettability of hydrocarbon-containing rocks]. Moscow, Minnefteprom Publ., 1985, 14 p.
16. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. *Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kolektorskikh svoistv gornyykh porod i dvizheniia plastovykh fluidov* [Petrophysics: theory and practice of studying the reservoir properties of rocks and the movement of reservoir fluids]. Moscow, Premium-Inzhiniring Publ., 2009, 868 p.
17. Tul'bovich B.I. *Metody izucheniia kolektorov nefti i gaza* [Methods for studying oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 199 p.
18. Chilingar G. V., Yen T. F. Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II, Energy Sources, 1983.
19. Raza, S. H., Treiber, L. E., Archer, D. L., 1968, Wettability of reservoir rocks and its evolution: Producers Monthly, v. 32, p. 2–7.



А.А. Кожемякин
АО «Зарубежнефть»¹
управление поиска и оценки новых проектов
начальник управления
AKozhemyakin@nestro.ru



Е.А. Трахачева
канд. техн. наук
АО «Зарубежнефть»¹
управление по разработке месторождений
руководитель направления



А.Т. Хамитов
НТЦ АО «ВНИИнефть»²
заместитель генерального директора
по разработке



Н.Ю. Чуранова
НТЦ АО «ВНИИнефть»²
управление разработки
руководитель направления



И.А. Кожемякина
НТЦ АО «ВНИИнефть»²
управление разработки
главный специалист

Оценка запасов по стандарту SPE-PRMS в Группе компаний «Зарубежнефть»

¹Россия, 101000, Москва, Архангельский переулок, 1, стр. 1.

²Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10.

Начиная с 2013 г. АО «Зарубежнефть» ведет оценку запасов нефти и газа своих активов по международным классификациям SEC и SPE-PRMS с привлечением международных аудиторских компаний. С 2019 по 2021 гг. Группой по запасам и ресурсам выполнены собственные оценки запасов активов в РФ и за рубежом по классификации SPE-PRMS. По состоянию на 31.12.2020 выполнена оценка по всем разрабатываемым активам АО «Зарубежнефть» российского и зарубежного секторов, что составило 34 месторождения, включающих 248 пластов. Все этапы оценки прошли экспертизу Miller and Lents, качество внутренней оценки подтверждается хорошей сходимостью с результатами независимого аудита запасов. АО «Зарубежнефть» видит в Проекте по оценке запасов по классификации SPE PRMS стратегические преимущества и планирует его дальнейшее развитие. В 2021 г. запланировано расширение перечня объектов для оценки, развитие функционала программных модулей и их последующее патентование, включение результатов в финансовый годовой отчет компании

Ключевые слова: аудит запасов; система управления углеводородными ресурсами Общества инженеров-нефтяников; оценка запасов; геологические и технические объемы; экономическая оценка; доказанные запасы; вероятные запасы; возможные запасы

Запасы углеводородов являются основой капитализации компаний нефтегазовой отрасли, и их корректная оценка определяет справедливую стоимость самих компаний и их экономическую эффективность. Оценка запасов по международной классификации *SPE-PRMS* является одним из общепризнанных подходов и признается большинством отраслевых и финансовых институтов.

Аудит запасов – важный процесс, обеспечивающий успешную деятельность компании в условиях рыночной экономики. Целью аудита запасов является ежегодная переоценка количества остаточных извлекаемых запасов углеводородов, которые целесообразно рентабельно извлечь на определенную дату, из известных горизонтов, при существующих экономических и эксплуатационных условиях, принятыми способами добычи и оборудования, при действующих государственных правовых соглашениях.

АО «Зарубежнефть», как компания, имеющая в своем «портфеле», как российские, так и международные активы, приняла и использует в своей практике международные стандарты финансовой отчетности и корпоративного управления, прежде всего – с целью обеспечения прозрачности перед государством и иностранными партнерами. Начиная с 2013 г., АО «Зарубежнефть» ведет оценку запасов нефти и газа своих активов по международным классификациям *SEC* и *SPE-PRMS* с привлечением международных аудиторских компаний. С 2015 г. по ряду активов наравне с независимой оценкой проводится внутренняя оценка запасов по классификации *SPE-PRMS* в соответствии с международной практикой [1].

Многолетняя практика оценки запасов, а также изучение подходов мировых мейджеров показали, что полноценный бизнес-процесс по оценке/подсчету запасов эффективнее, чем проведение внешней оценки. В 2018 г. АО «Зарубежнефть» приняло стратегическое решение по развитию компетенций по оценке запасов по международной классификации в периметре Группы Компаний. Собственная оценка предполагала появление следующих преимуществ:

- приобретение уникальных компетенций;
- обеспечение высшего руководства Группы Компаний своевременной и актуальной информацией по состоянию и динамике ресурсной базы;
- исключение риска зависимости от внешнего аудитора (гибкость в оценке, сроках и отчетности); санкции (отказа международных компаний от проведения аудита запасов российских компаний по политическим причинам);

- положительное влияние на репутацию и имидж компании в нефтегазовом секторе;

- возможность экономической оценки запасов собственными силами по новым проектам на стадии вхождения;

- оптимизацию затрат за счет отказа от договора с внешним аудитором;

- вывод на новый качественный уровень работы в части оценки запасов и построения финансово-экономических моделей (ФЭМ);

- синхронизацию внутренних ФЭМ долгосрочного развития, управленческого и бухгалтерского учета;

- создание постояннодействующей группы по запасам в периметре Группы Компаний.

В ходе работ по постановке процесса была сформирована Группа по запасам и ресурсам (ГЗР), в состав которой входят специалисты Корпоративного центра (КЦ) и НТЦ АО «ВНИИ-нефть», разработана методологическая основа («Руководство по подсчету запасов АО “Зарубежнефть”»), сформированы процессы (трансформация существующих и смежных бизнес-процессов), проанализированы и выбраны расчетные инструменты. Консультационную поддержку при построении нового для компании бизнес-процесса на всех его стадиях осуществлял международный аудитор *Miller and Lents*.

Целью ГЗР является управление ходом работ и обеспечение оптимального качества внутренних оценок запасов и ресурсов и соответствующих результирующих потоков денежных средств компании в соответствии с последними определениями *SPE-PRMS* и стандартами промышленности. При выполнении оценки запасов участники ГЗР используют «Руководство по подсчету запасов АО “Зарубежнефть”», подготовленное совместно с *Miller and Lents*. Геологическая и инженерная оценки проводятся на базе корпоративного программного комплекса, который содержит единую базу данных по всем активам компании (*IC NGT Smart*). Оценка экономических запасов по каждому активу производится в расчетном комплексе, разработанном для целей проекта, с учетом организационно-правовой формы дочерних предприятий, структуры владения и особенностей системы налогообложения (СРП, нефтяной контракт, межправительственное соглашение и т.д.).

С 2019 г. предусмотрена реализация проекта с постепенным построением и развитием компетенций в ГЗР, по внутренней оценке, запасов по *SPE-PRMS* с отказом от услуг внешнего оценщика на первой стадии проекта и полный отказ от внешних услуг на второй стадии проекта. Для исключения рисков срыва сроков и ухудшения качества проведения оценки запасов в период

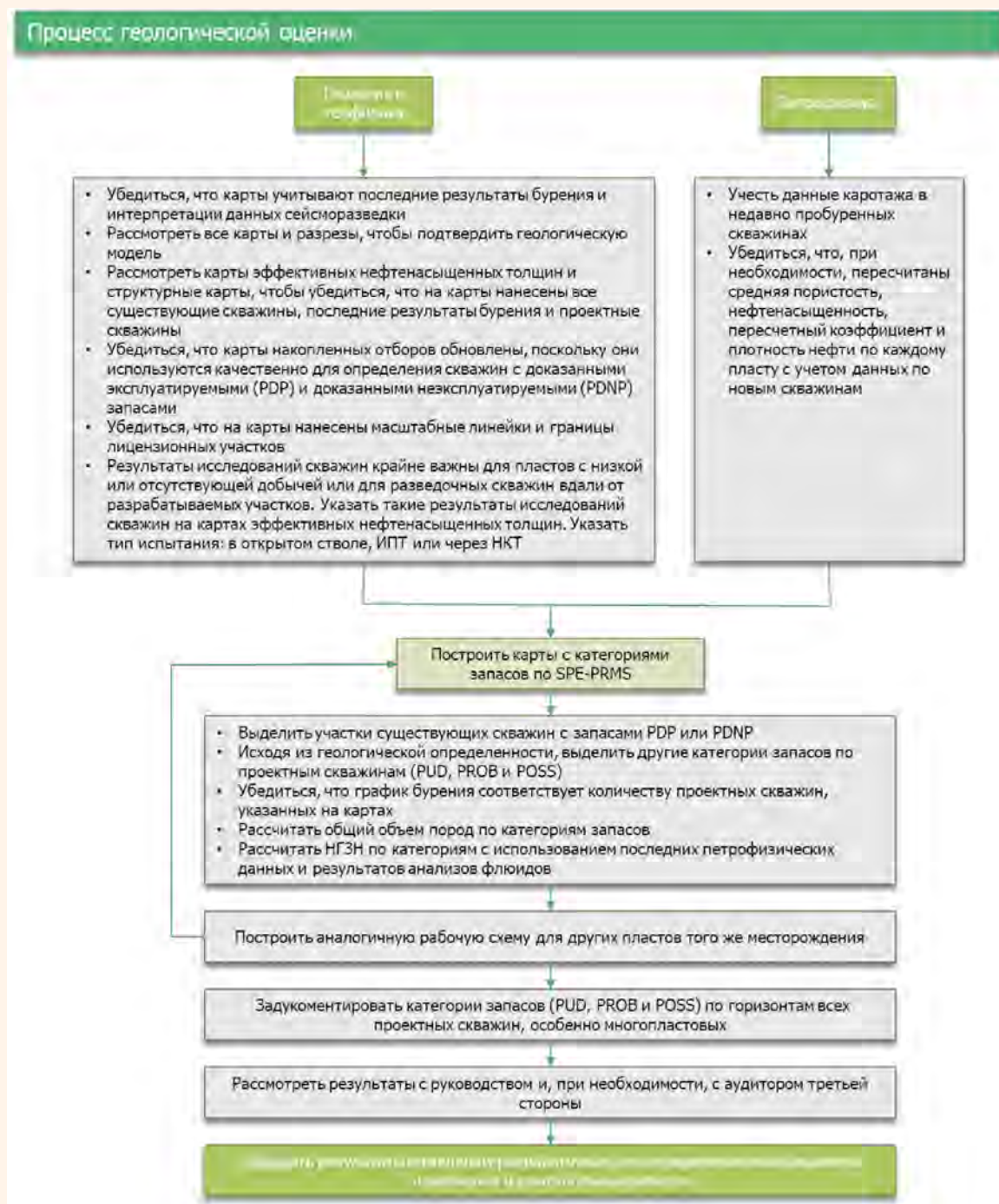


Рис. 1.
Процесс выполнения геологической оценки

с 2019 по 2020 гг. привлекался независимый оценщик для параллельной оценки запасов. В АО «Зарубежнефть» с учетом результатов реализации проекта и наработанных собственных компетенций предусмотрен отказ от услуг независимого аудитора с 2021 г.

Этапы оценки запасов

Оценка запасов осуществляется в форме прогноза, основанного на интерпретации и анализе фактических геологических, геофизических, про-

мысловых, технологических и экономических данных. Корректное и обоснованное прогнозирование добычных и стоимостных возможностей месторождений основано на тщательном анализе фактического геолого-промыслового материала и планируемых экономических показателей по всем регионам деятельности компании.

Процесс внутренней оценки запасов проводится в соответствии с Регламентом, принятым в Компании, и Руководством по подсчёту за-

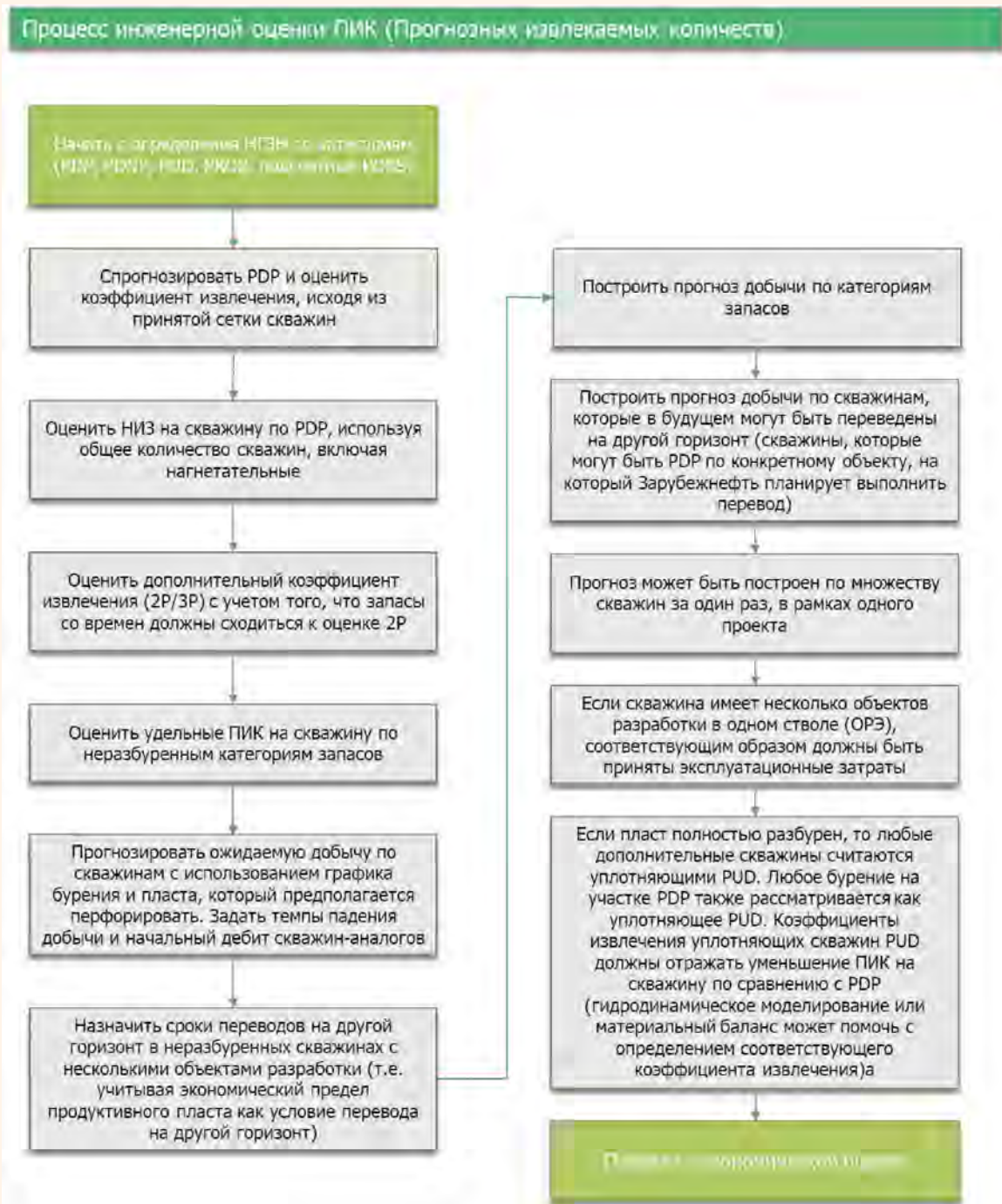


Рис. 2.
Процесс выполнения инженерной оценки

пасов АО «Зарубежнефть», подготовленным совместно с *Miller and Lents*.

Ежегодный цикл подсчета запасов включает три этапа – оценка геологических запасов, оценка извлекаемых количеств и экономическая оценка. На каждом этапе осуществляется контроль результатов на корректность и соответствие требованиям стандарта *SPE-PRMS* [2, 3].

Первым процессом ежегодного цикла подсчета запасов является геологическая оценка (рис. 1). Все добывающие дочерние предпри-

ятия компании предоставляют актуальные результаты бурения, гидродинамических исследований фонда, информацию по добыче и т.д. Эти данные должны включать всю соответствующую геологическую или инженерную информацию, которая не была учтена в подсчетах предыдущих лет. Далее ГЗР проводит систематизацию и анализ геолого-геофизических, промысловых и проектных данных по каждому месторождению оцениваемого актива. Процесс геологической оценки включает:

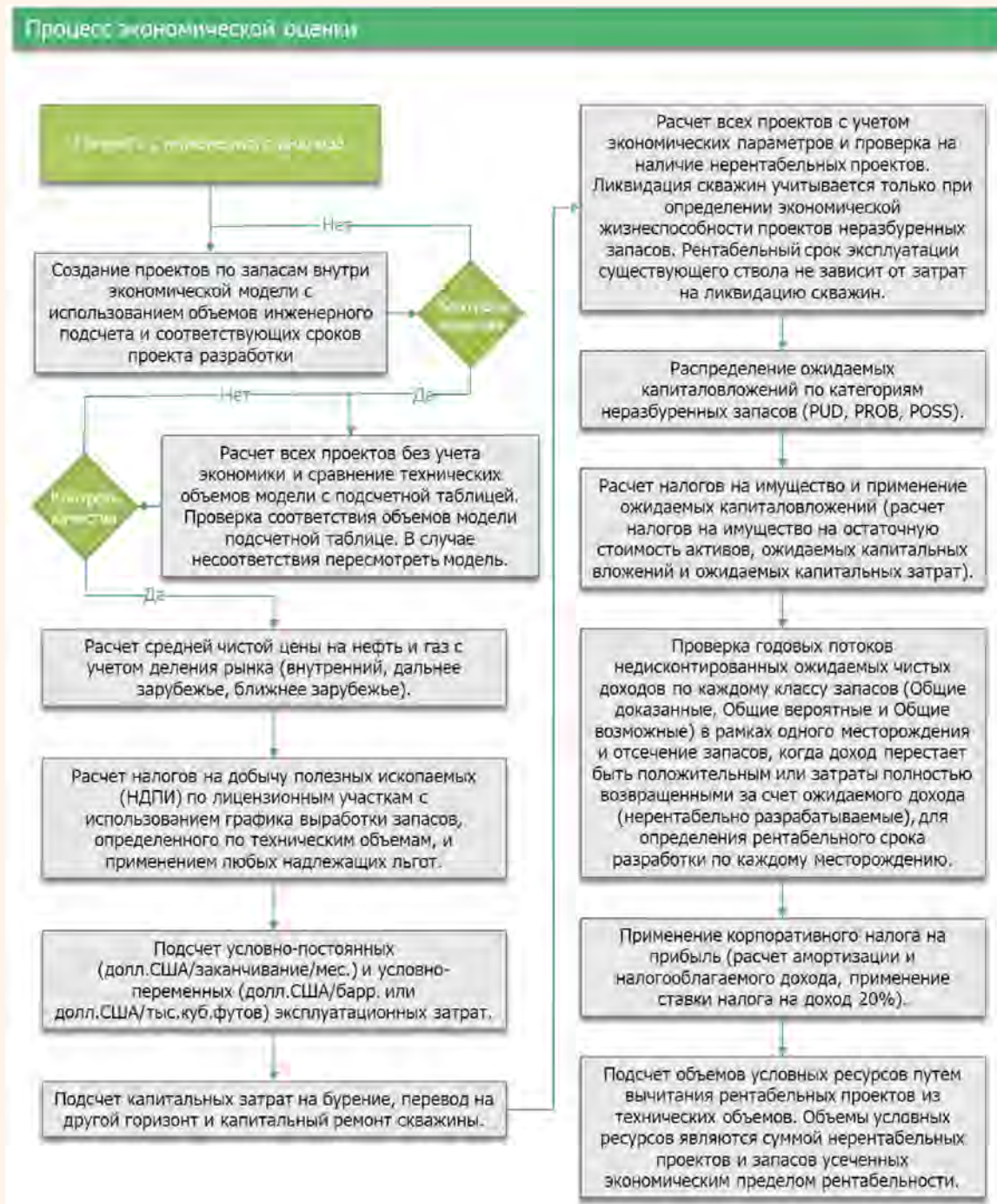


Рис. 3.
Процесс выполнения экономической оценки

- анализ геологических карт;
- сопоставление геологических карт с утвержденными подсчетами запасов и формами б-гр;
- анализ текущего состояния разработки (добыча);
- анализ плана геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- выделение категорий;
- подсчет начальных геологических запасов (НГЗ) объемным методом.

Результатом работ на данном этапе являются: начальные геологические запасы (НГЗ) и графический материал с разделением на категории по международной классификации SPE-PRMS.

Второй процесс ежегодного цикла подсчета запасов – инженерная оценка (рис. 2) с использованием результатов геологической оценки. Оценка извлекаемых запасов проводится по каждой скважине, учитывая её принадлежность к определённой категории.

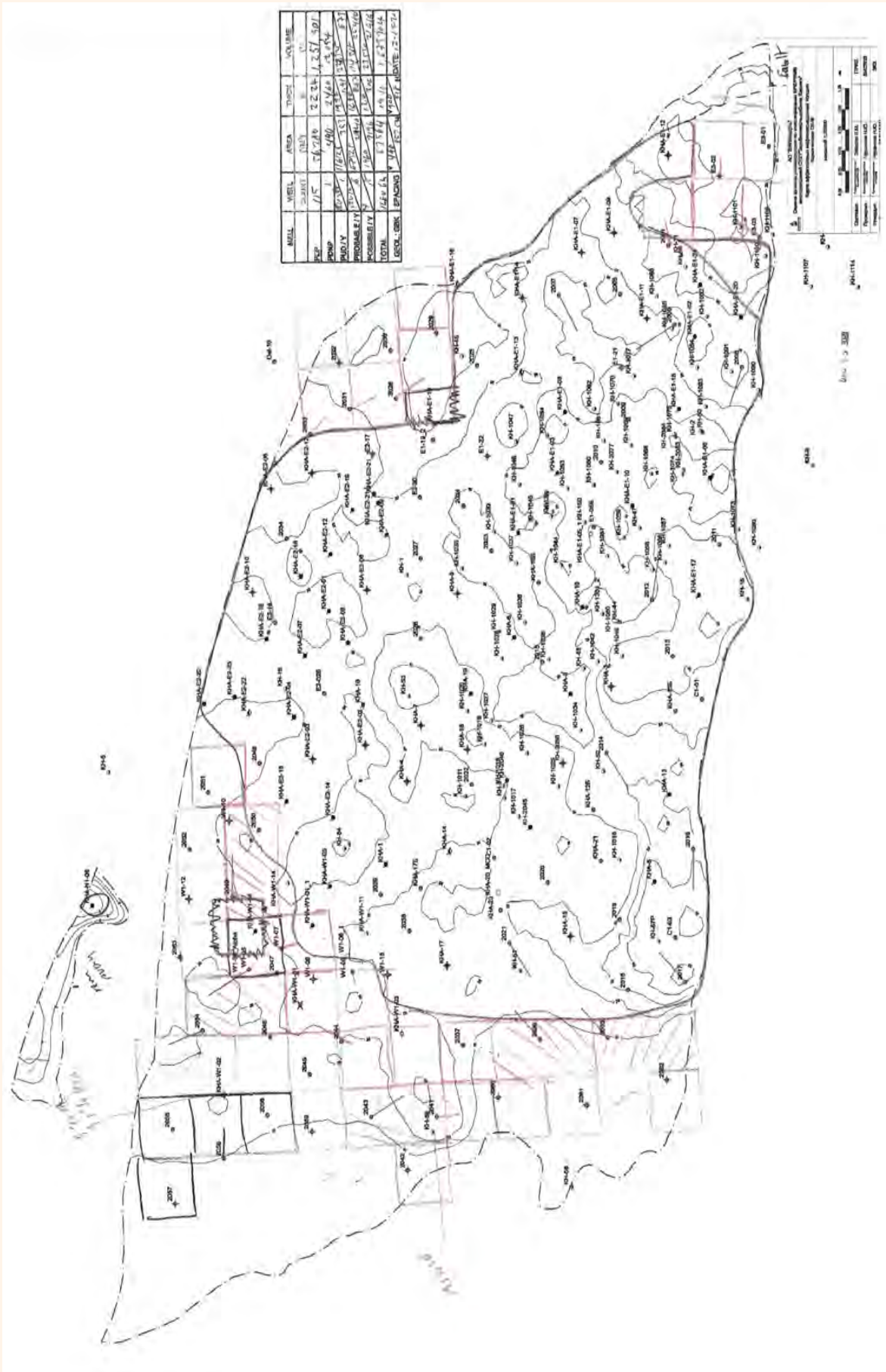


Рис. 4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Харьягинского месторождения с выделением категорий по международной классификации SPE-PRMS, оценка Miller and Lents

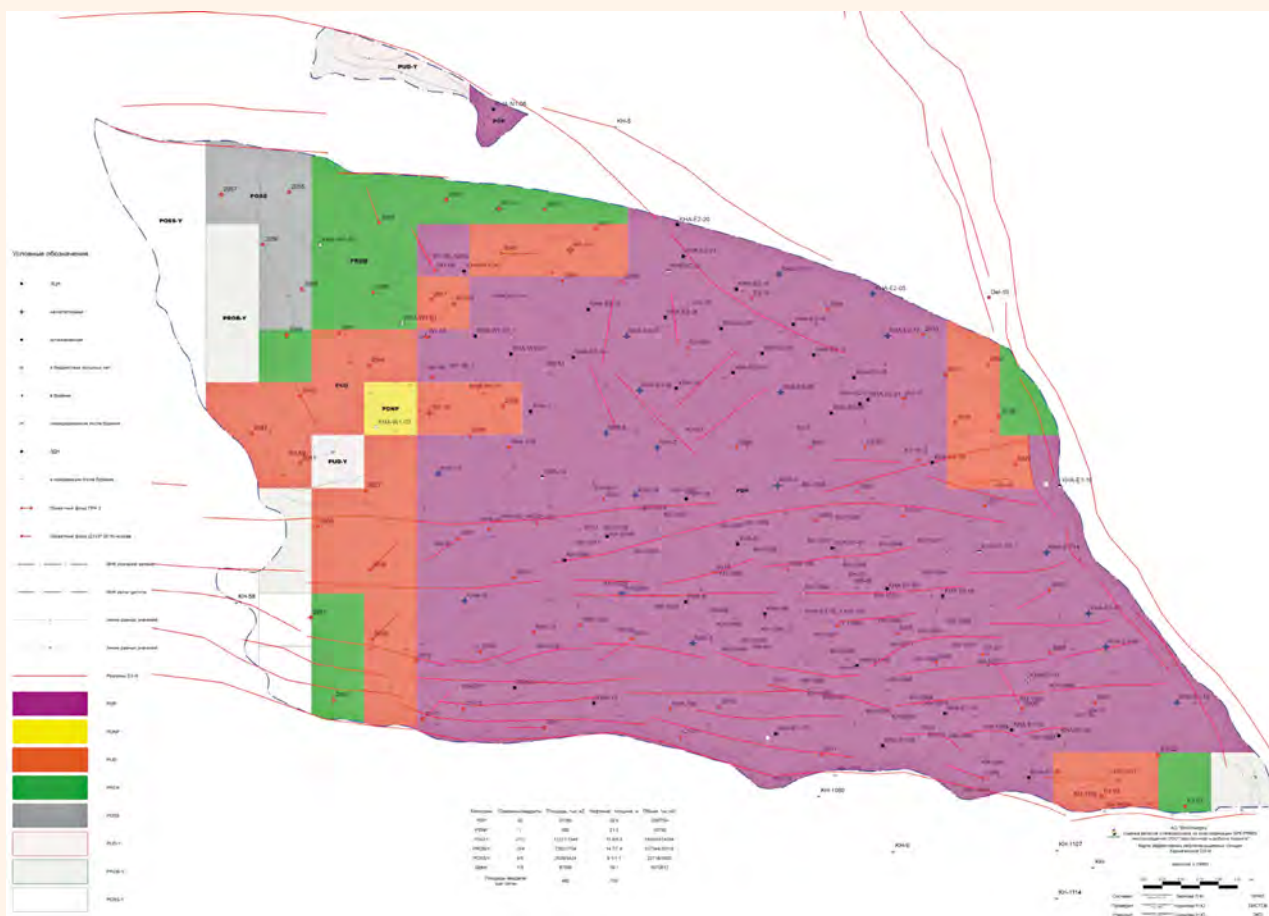


Рис. 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Харьягинского месторождения с выделением категорий по международной классификации SPE-PRMS, оценка АО «Зарубежнефть»

Для расчётов используются фактические данные добычи и данные по аналогам.

Процесс технической оценки включает:

- подсчет начальных извлекаемых запасов (НИЗ);
- определение прогнозных коэффициентов извлечения нефти (КИН);
- расчет текущих технических извлекаемых запасов (ТИЗ);
- проверку и корректировку прогнозных запусковых дебитов по новым скважинам/ГТМ;
- формирование прогнозных уровней добычи по скважинам с учетом исторической добычи, тенденций спада (*decline*), расчетных ТИЗ;
- корректировку (сдвиг сроков ГТМ и т.д.), обусловленную учетом ограничений пропускных систем (магистральные трубопроводы и т.д.);
- формирование итогового прогноза добычи в разрезе скважин и категорий.

Результатами этапа являются технические извлекаемые количества, конечные КИН, прогнозные уровни добычи и объемы ГТМ по категориям 1Р, 2Р и 3Р.

Завершающим процессом ежегодного цикла подсчета запасов является экономическая оценка (**рис. 3**) с использованием результатов геологической и инженерной оценок наряду со всеми соответствующими исходными экономическими данными. Каждый установленный проект тестируется на рентабельность с целью определения – могут ли извлекаемые объемы проекта быть классифицированы как запасы или как условные ресурсы. Проверка рентабельности проекта проводится по прогнозу(-ам) добычи варианта «оптимальной оценки» с учетом прогноза коммерческих условий (включая эксплуатационные и капитальные затраты, затраты на ликвидацию, закрытие и восстановление, графики цен на продукцию, индексы инфляции и рыночные факторы), используя оценку чистых потоков денежных средств с нулевой ставкой дисконтирования на дату подсчета (например, на 31 декабря).

Результаты экономической оценки должны быть представлены в виде ежегодных потоков денежных средств с указанием соответствующих чистых объемов добычи, чистых капитальных



Рис. 6. Сопоставление оценок НГЗ по Харьягинскому месторождению

и эксплуатационных затрат, чистых налогов и т.п. по категориям запасов.

Результаты проведения собственной оценки запасов

В период с 2019 по 2021 гг. ГЗР выполнены собственные оценки запасов российских и зарубежных активов с учетом требований стандарта SPE-PRMS. По состоянию на 31 декабря 2020 г. выполнена оценка по всем разрабатываемым активам АО «Зарубежнефть», что составило 34 месторождения, включающих 248 пластов. Все этапы оценки прошли экспертизу *Miller and Lents*, качество внутренней оценки подтверждается хорошей сходимостью с результатами не-

Рис. 7. Сопоставление ТИЗ по Харьягинскому месторождению



зависимого аудита запасов. Отклонения от аналогичных расчетов, проведенных аудиторской компанией *Miller and Lents*, находятся в пределах допустимых погрешностей ($\pm 10\%$). Результаты внутренней оценки и использованные подходы и инструменты подтверждены аудитором.

В качестве примера представлено сравнение оценок запасов АО «Зарубежнефть» и *Miller and Lents* по Харьягинскому месторождению. Приведенные на рис. 4 и 5 графические материалы демонстрируют практически полное соответствие выделения категорий в обоих вариантах.

На диаграммах изображено сопоставление НГЗ и ТИЗ по категориям TP, 2P, 3P (рис. 6, 7). Расхождение НГЗ и ТИЗ АО «Зарубежнефть» и *Miller and Lents* незначительное и является приемлемым.

По итогам 2020 г. компания увеличила доказанные запасы углеводородов по международному стандарту на 16% до 77 млн т н.э. Это обеспечило восполнение объемов добычи углеводородов на 126%. В то же время суммарные объемы категории 2P («доказанные» и «вероятные») увеличились на 7 млн т н.э. – это обеспечит 15-летний запас углеводородов данной категории в компании с учетом макроэкономических параметров оценки. Таких показателей удалось достичь за счет высокой эффективности выполнения производственных работ, в частности бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также реализации программы мероприятий, направленных на стабилизацию базовой добычи нефти (ППД, ГТМ).


Стабильное состояние и прирост ресурсной базы говорит о сбалансированности портфеля активов Группы Компаний АО «Зарубежнефть», состоящего из поисковых участков и действующих месторождений, что позволяет инвестировать средства в геологоразведочные работы и вводить в разработку новые месторождения с сохранением финансовой устойчивости компании.

Выводы

В периметре Группы Компаний АО «Зарубежнефть» сформирован процесс по оценке запасов по международной классификации SPE-PRMS для действующих активов и новых проектов. В ходе реализации проекта внедрены лучшие мировые практики, сформирована группа по оценке запасов, в состав которой входят специалисты, обладающие уникальными компетенциями, применяются подходы и инструменты, подтвержденные независимым аудитором.

АО «Зарубежнефть» видит в Проекте по оценке запасов по классификации SPE-PRMS

стратегические преимущества и планирует его дальнейшее развитие. В 2021 г. запланировано расширение перечня объектов для оценки, раз-

витие функционала программных модулей и их последующее патентование, включение результатов в финансовый годовой отчет компании. 

Литература

1. А.В. Алешина, А.А. Кожемякин, Е.А. Трахачева, Н.Р. Якупова, А.А. Выборов, Р.Р. Янакаев. Автоматизация процесса оценки запасов по международной классификации в Группе Компаний «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 26–28.
2. Petroleum Resources Management System (revised June 2018). Society of Petroleum Engineers. Доступно на: https://netherlandsewell.com/wp-content/uploads/2018/09/SPE_Petroleum_Resources_Management_System_2018.pdf (обращение 30.05.2021)
3. Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (revised June 2019). Society of Petroleum Engineers. Доступно на: https://www.spe.org/industry/docs/Reserves_Audit_Standards_June%202019_Final.pdf (обращение 30.05.2021)

UDC 553.98.048

A.A. Kozhemyakin, Head of new Projects Search and Evaluation Department, JSC Zarubezhneft¹, AKozhemyakin@nestro.ru
E.A. Trakhacheva, PhD, Division Manager of Field Development Department, JSC Zarubezhneft¹
A.T. Khamitov, Deputy Director General of Field Development, RDC VNIIneft JSC²
N.Yu. Churanova, Division Manager of Field Development Department, RDC VNIIneft JSC²
I.A. Kozhemyakina, Chief Specialist of Field Development Department, RDC VNIIneft JSC²

¹1, bldg. 1 Arkhangelsky pereulok, Moscow, 101000, Russia

²10 Dmitrovsky proezd, Moscow, 127422, Russia

Reserves Estimation According to the SPE-PRMS Standard in Zarubezhneft Group of Companies

Abstract. Hydrocarbon (HC) reserves are the basis for capitalization of companies in the oil and gas industry, and their correct assessment determines the fair value of the companies and their economic efficiency. Estimation of reserves according to the international classification SPE-PRMS is one of the generally accepted approaches and recognized by the most industrial and financial institutions. Since 2013, Zarubezhneft has been assessing the oil and gas reserves of its assets according to international classifications SEC and SPE-PRMS with the engagement of international audit companies. Realizing the importance of reserves assessment, in 2018 Zarubezhneft JSC initiated a project to organize an audit of hydrocarbon reserves by the Group of Companies' experts. The goal of the project was to develop competencies within the Zarubezhneft Group of Companies for assessing reserves according to the international SPE-PRMS classification for existing assets and when evaluating new projects. In the course of work on setting up the process, a Corporate Reserves Group (CRG) was formed, which includes specialists from the Corporate Center (CC) and the Scientific and Technical Center of VNIIneft JSC, a methodological framework (Standard) was developed, processes were formed, and estimation tools were selected. International auditor Miller and Lents provided consulting support in designing and establishing a new business process for the Company at all its stages. Geological and engineering assessments are carried out on the basis of a corporate software package that contains a unified database for all the Company's assets (DS NGT Smart). The assessment of economic reserves for each asset is carried out using an estimation complex developed for the purposes of the project, taking into account the organizational and legal form of subsidiaries, the structure of ownership and the specifics of the tax system (PSA, petroleum contract, intergovernmental agreement, etc.). In the period from 2019 to 2021, CRG made its own reserves estimates for the assets in the Russian Federation and abroad according to the SPE-PRMS classification. As on 01.01.2021, an assessment was made for all the developed assets of Zarubezhneft in the Russian and foreign sectors, which amounted to 34 fields, including 248 formations. All assessment stages have been reviewed by Miller and Lents, and the quality of the internal assessment is confirmed by good convergence with the results of an independent audit of reserves. By the end of 2020, the Company increased its proved hydrocarbon reserves according to the international standard by 16% to 77 million t.o.e. This ensured the replenishment of hydrocarbon production volumes by 126%. At the same time, the total volumes of category 2P ("proven" and "probable") increased by 7 million t.o.e. – this will provide a 15-year hydrocarbon reserve of this category in the company, taking into account the macroeconomic parameters. Zarubezhneft sees strategic advantages in the SPE-PRMS Reserves Assessment Project and plans its further development. In 2021, it's planned to expand the list of fields for assessment, develop the functionality of software modules and their subsequent patenting, and include the results in the Company's annual financial report.

Keywords: reserves audit; SPE-PRMS; estimate of petroleum reserves; geological and technical volumes; economical evaluation of deposit; proved reserves; probable reserves; possible reserves

References

1. A.V. Aleshina, A.A. Kozhemyakin, E.A. Trakhacheva, N.R. Yakupova, A.A. Vyborov, R.R. Yanakaev. Avtomatizatsiia protsesssa otsenki zapasov po mezhdunarodnoi klassifikatsii v Grupphe Kompanii «Zarubezhneft'» [Automation of the process of assessing reserves according to the international classification in the Zarubezhneft Group of Companies]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2018, no. 9, pp. 26–28.
2. Petroleum Resources Management System (revised June 2018). Society of Petroleum Engineers. Available at: https://netherlandsewell.com/wp-content/uploads/2018/09/SPE_Petroleum_Resources_Management_System_2018.pdf (accessed 30.05.2021)
3. Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (revised June 2019). Society of Petroleum Engineers. Available at: https://www.spe.org/industry/docs/Reserves_Audit_Standards_June%202019_Final.pdf (accessed 30 May 2021).



Эксперт в сфере недропользования

Expert of subsoil use

Дополнительная образовательная
программа повышения квалификации



Программа ориентирована на специалистов в сфере недропользования, желающих повысить свой профессиональный уровень в экспертной деятельности.

Программа разработана и реализуется по заявке и с учётом требований Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

Задачи программы

- Актуализация знаний основных законодательных требований в области недропользования
- Идентификация перспектив развития законодательных требований в области недропользования
- Актуализация знаний соотношения законодательства в области недропользования с другими отраслями законодательства
- Актуализация знаний основных нормативно-правовых требований по регулированию и осуществлению экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области организации и реализации экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области обеспечения качества экспертиз в сфере недропользования и усиления ответственности экспертов в сфере недропользования
- Идентификация проблем и ограничений, существующих в области экспертиз в сфере недропользования, и путей их решения и преодоления
- Актуализация знаний требований к документам и материалам, предоставляемым для проведения экспертиз в сфере недропользования
- Совершенствование и (или) получение дополнительных компетенций в области современных методик проведения экспертиз в сфере недропользования
- Актуализация знаний в области современных информационных технологий в сфере недропользования
- Совершенствование навыков практического применения современных информационных технологий в сфере недропользования
- Совершенствование навыков анализа и оценки возможности и корректности применения современных информационных технологий в сфере недропользования



В результате освоения и успешной сдачи итоговой аттестации слушатель получает удостоверение о повышении квалификации установленного образца на двух языках (русском и английском).



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

Телефон: +7(495)959-36-27

Почта: reception_eues@eues.ru

Группы формируются по мере поступления заявок на обучение.



О.Ю. Динариев
канд. физ.-мат. наук
Московский научно-исследовательский центр
Шлюмберже'
научный советник
odinariev@slb.com



А.Ю. Демьянов
канд. физ.-мат. наук
Московский научно-исследовательский
центр Шлюмберже'
старший научный сотрудник
ademianov@slb.com



Н.В. Евсеев
Московский научно-
исследовательский центр
Шлюмберже'
старший научный сотрудник
nevseev@slb.com



В.К. Хан
Московский научно-исследовательский центр
Шлюмберже'
руководитель научного отдела
vkhan2@slb.com

Применение цифрового анализа керн для подсчета запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти

¹Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе, 16А, стр. 3.

Представлен обзор технологии цифрового анализа керн применительно к задачам, связанным с оценкой геологических запасов жидких углеводородов и обоснованием коэффициента нефтеотдачи. Описаны этапы построения цифровой модели породы и флюидов, а также современные возможности расчетов гидродинамических и петрофизических свойств керн на поровом уровне. Приведены примеры расчетов на поровом уровне

Ключевые слова: цифровой анализ керн; метод функционала плотности; петрофизические свойства; коэффициент вытеснения

Значительный прогресс в развитии высокопроизводительных вычислительных средств затронул все технологические этапы разработки месторождений жидких углеводородов. В частности, наблюдается повсеместное внедрение цифровых технологий, включая обработку и анализ больших массивов данных и последующее принятие решений на основе машинного обучения. Возможность конструктивного использования больших объемов информации создает тенденцию все более детального описания технологических процессов. В частности, рост детализации в цифровых геологических и гидродинамических моделях месторождений сопровождается новыми цифровыми методами анализа гидродинамических, физических и химических процессов в породах коллекторов на поровом уровне. Этот раздел информационного обеспечения проектирования разработки характеризуется термином «цифровой анализ керна».

Более подробно – цифровой анализ керна (ЦАК) объединяет ряд экспериментальных и вычислительных методов для определения различных параметров пород-коллекторов на поровом уровне, включая геометрические, минералогические, фильтрационно-емкостные и другие характеристики. В ЦАК можно выделить три важные части:

- построение трехмерной модели образца породы высокого разрешения, позволяющей описать геометрию порового пространства и, при необходимости, пространственное распределение минералогического состава;

- построение цифровых моделей пластовых флюидов и агентов воздействия, описывающих их поведение на поровом уровне, включая взаимодействие флюидов между собой и с окружающей породой;

- численное моделирование на поровом уровне для расчета гидродинамических и петрофизических параметров исследуемого образца породы.

Целесообразно обсудить все эти три составляющие по отдельности.

Первым этапом ЦАК является создание цифровой модели образца породы. Эта модель должна отображать трехмерную структуру породы, в первую очередь, геометрию порового пространства. В настоящее время основным методом получения таких моделей является рентгеновская микротомография [1, 2]. Суть метода состоит в том, что при просвечивании образца породы рентгеновским лучом наблюдается интегральный коэффициент поглощения, определяемый энергией излучения, распределением плотности породы и минералогическим составом

вдоль луча. Компьютерная обработка данных поглощения для разных ориентаций луча по отношению к образцу породы позволяет получить пространственное распределение коэффициента поглощения с определенным шагом дискретизации при разбиении исследуемого образца на ячейки трехмерной сетки (воксели). Далее, опираясь на определенное пороговое значение коэффициента поглощения, можно разбить трехмерную сетку на два подкласса, соответствующих порам и минеральному скелету, и таким образом, получить модель структуры порового пространства с заданным разрешением, соответствующим шагу дискретизации. В ряде случаев кроме порового пространства требуется построение распределения минерального состава. Эта задача может решаться путем совместного использования минералогического анализа на двумерных шлифах и трехмерного распределения коэффициента поглощения на ячейках минерального скелета на одном и том же образце породы [3].

Описанная процедура построения цифровой модели породы имеет ряд ограничений. Так, имеются технические ограничения, связанные с возможностями современными серийной аппаратуры: а) нижний порог шага дискретизации около 0,5 мкм, б) верхний предел на количество ячеек трехмерной сетки имеет порядок 10^{10} . Наличие нижнего порога дискретизации означает, что рентгеновская микротомография не может использоваться для построения моделей породы, когда существенное значение имеют поры с размерами в нанометровом диапазоне. В этом случае может применяться метод растровой электронной микроскопии с фокусированным ионным пучком (*FIB-SEM, focused ion beam – scanning electron microscopy*) [4], который позволяет создавать модели с пространственным разрешением 10–50 нм. Однако наличие верхнего предела на количество ячеек трехмерной сетки означает, что нельзя подобрать адекватный шаг пространственной дискретизации для пород с широким диапазоном размеров пор. Так, для шага дискретизации 10 нм физический размер модели не будет превышать десятков микрон, что в подавляющем большинстве случаев недостаточно для представительного описания поровой структуры пород-коллекторов. С другой стороны, для моделей пород с кавернами, имеющими размеры 10 мм и выше, нельзя использовать шаг дискретизации ниже 10 мкм и, следовательно, невозможно адекватно описать структуру пор в микрометровом и нанометровом диапазоне.

Вышеуказанные проблемы решаются при использовании методики иерархических циф-



Рис. 1.

Технология перехода от цифровых моделей породы высокого разрешения с малыми размерами к моделям низкого разрешения с большими размерами

ровых моделей породы, когда для описания структуры стандартного или полноразмерного керна используются модели низкого пространственного разрешения, позволяющие явно визуализировать лишь крупные поры. При этом неразрешенная пористость оказывается ассоциированной с ячейками минерального скелета. Для этих ячеек отдельно создаются модели с высоким пространственным разрешением, позволяющим адекватно отобразить структуру порового пространства и, соответственно, вычислить фильтрационно-емкостные и петрофизические параметры. Эти параметры затем приписываются исходным ячейкам модели низкого разрешения, что позволяет осуществлять численное моделирование гидродинамических и физико-химических процессов на модели низкого разрешения (рис. 1). Изложенный подход реализует переход от описания на уровне пор к описанию на уровне керна, в настоящее время он является стандартным в компании «Шлюмберже» при применении ЦАК в коммерческих проектах. Таким образом, реализуется апскейлинг от микромоделей к макромоделям вплоть до уровня стандартного и полноразмерного керна.

Необходимо отметить, что эффективное использование ЦАК определяется правильным выбором репрезентативных образцов породы. Эта задача решается путем тщательного анализа геологической модели рассматриваемого объекта разработки с учетом имеющихся литологических особенностей и диапазона фильтрационно-емкостных свойств. По существу, выбор образцов породы для ЦАК ничем не отличаются от выбора образцов для традиционных лабораторных исследований керна.

Вторым этапом ЦАК является создание цифровых моделей пластовых флюидов и агентов воздействия, позволяющих описать на поровом уровне гидродинамические и физико-химические процессы, в которые могут быть вовлечены пластовые смеси. Более конкретно, под цифровой моделью флюида или флюидов понимает-

ся набор численных характеристик, необходимых и достаточных для осуществления расчетов рассматриваемых процессов в рамках используемых моделей этих процессов. Содержание цифровых моделей флюидов определяется, с одной стороны, спецификой тех задач, которые решаются в данном проекте, с другой стороны, теоретическими концепциями, применяемыми для решения этих задач путем расчетов на поровом уровне. В частности, в компании «Шлюмберже» принят подход к описанию термодинамических свойств пластовой системы на основе представления энергии Гельмгольца или энтропии в виде функционала, зависящего от распределения мольных плотностей химических компонентов пластовых флюидов в порах породы. Соответственно, необходимы количественные значения параметров, обеспечивающие конструктивную вычислительную процедуру для функционала энергии Гельмгольца или энтропии. Далее, нужны количественные значения параметров, характеризующих динамические и кинетические явления: коэффициенты объемной и сдвиговой вязкости, матрицу коэффициентов диффузии и проч. В общем случае, создание цифровых моделей флюидов осуществляется посредством выполнения ряда экспериментальных исследований и вычислительных процедур: а) лабораторных измерений физико-химических, термодинамических, реологических параметров пластовых флюидов и агентов воздействия, б) лабораторных измерений параметров взаимодействия пластовых флюидов и агентов воздействия между собой и с породами месторождения, в) обработки и преобразования результатов измерений в цифровой формат, необходимый для последующего численного моделирования гидродинамических и петрофизических процессов.

Когда цифровые модели породы и флюидов построены, можно переходить к третьему этапу: численному моделированию на поровом уровне для расчета гидродинамических

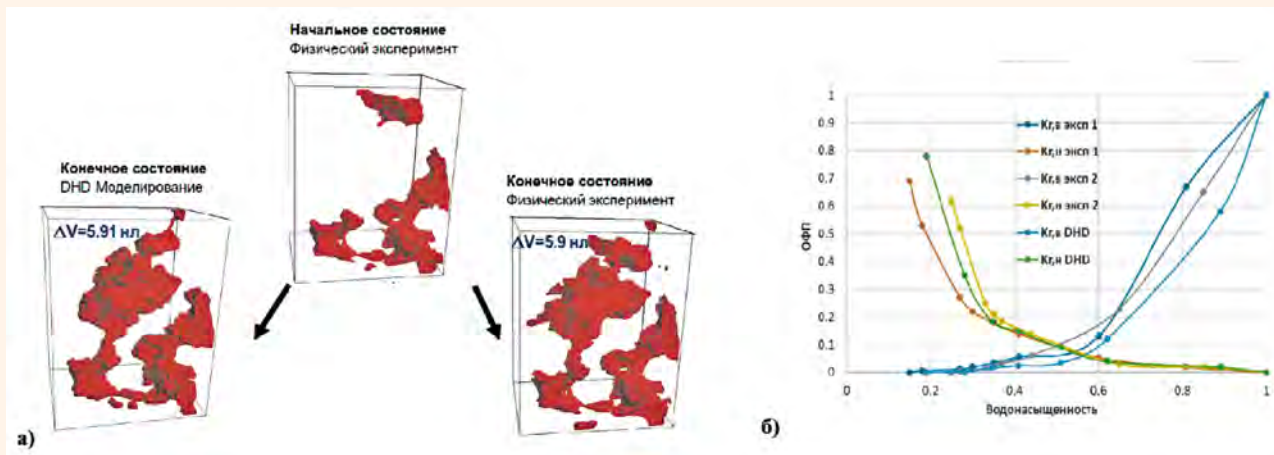


Рис. 2.

Сравнение экспериментов и расчетов DHD: а) эксперимента и расчета на поровом уровне при вытеснении воды нефтью, скелет породы и вода сделаны прозрачными; б) эксперимента и расчета по фазовым проницаемостям для нефти и воды, фазовые проницаемости измерялись дважды на одном и том же образце, и они не совпадают, а расчетные значения находятся в пределах экспериментальных вариаций

и петрофизических характеристик рассматриваемого образца породы. В настоящее время существуют разные подходы к моделированию поведения многофазных смесей в порах. В компании «Шлюмберге» подобные задачи решаются с помощью программного комплекса *DHD* (*DirectHydroDynamics*). Теоретическим фундаментом, заложенным в *DHD*, является метод функционала плотности в гидродинамике [5]. Создание *DHD* восходит к 1995 г., когда были сформулированы основные принципы гидродинамического описания многокомпонентных смесей на поровом уровне в рамках теории функционала плотности [6]. В течении более чем 25 лет, прошедших с публикации первой работы, была осуществлена большая работа, как по практическим приложениям к различным задачам, так и по совершенствованию и тестированию расчетной схемы *DHD*. В частности, в 2009–2013 гг. была реализована программа валидации расчетов *DHD* на основе сравнения с теоретическими и экспериментальными данными по многофазной гидродинамике [7, 8], в том числе с лабораторными измерениями фазовых проницаемостей для ряда пористых сред. На рис. 2 приведены некоторые примеры результатов валидации.

Кратко изложим основные положения, реализованные в программе *DHD*. Для изотермических задач первичными переменными, на основе которых вычисляются все остальные величины, являются трехмерные распределения мольных плотностей химических компонентов смеси и массовой скорости в поровом пространстве. Для неізотермических задач добавляется распределение температуры. Энергия Гельмгольца или энтропия системы не зависит

от поля скорости и определяется остальными первичными переменными, т.е. являются функциями мольных плотностей и температуры. Эволюция первичных переменных во времени задается гидродинамическими уравнениями: локальными законами сохранения компонентов и импульса для изотермических задач и дополнительным уравнением сохранения энергии для неізотермических задач. При этом определяющие соотношения (явные выражения для тензора напряжений, диффузионных и тепловых потоков), а также граничные условия оказываются зависимыми от явного выражения для используемого функционала плотности. Используемый подход позволил сделать *DHD* универсальным композиционным многофазным гидродинамическим симулятором в том смысле, что для всевозможных задач с разными пластовыми смесями применяется одно и то же вычислительное ядро. Различия в расчетах связаны только подключением к ядру термодинамических и реологических модулей, обусловленных спецификой рассматриваемой задачи. Возможности этих дополнительных модулей обеспечивают необходимый уровень детальности описания пластовых систем при разработке месторождений нефти и газа, в том числе учет состава фаз (нефти, газа, воды), капиллярного давления и связанных с ним явлений, разных реологических законов для имеющихся фаз, разных видов смачиваемости (гидрофильной, гидрофобной, смешанной), фазовых переходов типа «газ – жидкость» (например, для газо-конденсатов и летучих нефтей), фазовых переходов «жидкость – твердое тело» (например, для выпадения и растворения солей) и др. Отметим также возможность расчета процессов с поверхностно-активными веществами,

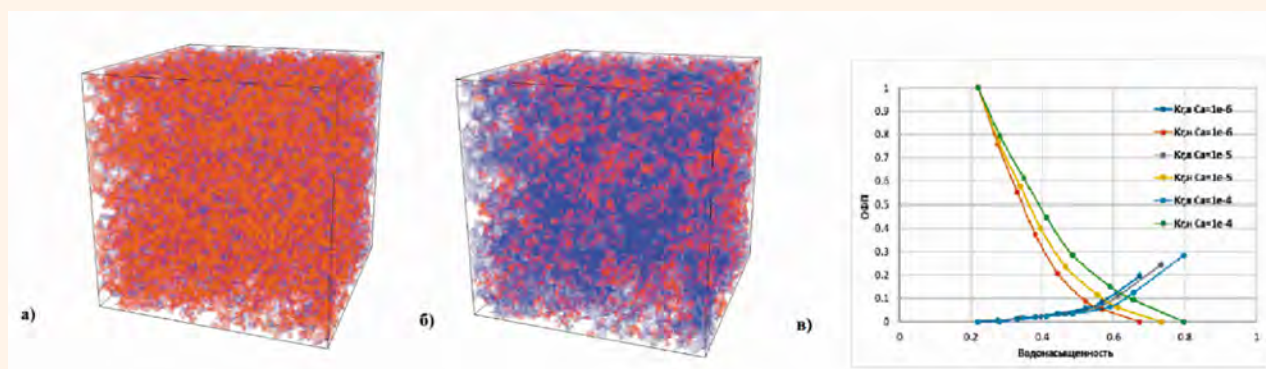


Рис. 3.

Результаты расчетов на модели песчаника со смешанной смачиваемостью, вода показана полупрозрачным голубым цветом, нефть – красным, скелет модели не показан, размер модели $800 \times 800 \times 800$ ячеек ($2,1 \text{ мм} \times 2,1 \text{ мм} \times 2,1 \text{ мм}$): а – расчет остаточной водонасыщенности 0,22; б – расчет остаточной нефтенасыщенности 0,34; в – расчет фазовых проницаемостей в зависимости от капиллярного числа

включая системы с микро- и макроэмульсиями, и химическими реакциями (например, процесс кислотной обработки). Совокупность всех этих опций позволяет осуществлять расчет фазовых проницаемостей для двухфазных и трехфазных смесей, а также определять коэффициент вытеснения для разных методов увеличения нефтеотдачи. Пример результатов моделирования для системы «нефть – вода» представлен на **рис. 3**, в том числе зависимость ОФП от капиллярного числа $Ca = \nu\mu/\eta$, где ν – средняя скорость течения, μ – сдвиговая вязкость вытесняющего агента, η – межфазное поверхностное натяжение «нефть – вода».

Особое положение занимают задачи, связанные с расчетом петрофизических параметров. Программный комплекс *DHD* предоставляет возможность рассчитывать на поровом уровне величины, измеряемые при проведении геофизических исследованиях скважин, с помощью дополнительных петрофизических модулей. Именно, в результате гидродинамического моделирования можно получить распределение пластовых флюидов в поровом пространстве цифровой модели породы, а затем использовать эти данные, как исходные, для расчета электрического сопротивления, диэлектрической проницаемости, наблюдаемого сигнала при исследованиях методом ядерного магнитного резонанса и геомеханических свойств насыщенной породы. Таким образом, решается прямая задача для интерпретации различных геофизических исследований, что может быть использовано в качестве обучающей информации для решения обратной задачи средствами нейронных сетей.

Обсудим упомянутые петрофизические модули более подробно.

Электрическое сопротивление вычисляется для получения: а) параметра пористости, б) параметра насыщения. В случае многофазно-

го насыщения *DHD* предоставляет равновесное распределение воды в поровом пространстве при заданном значении водонасыщенности в исследуемом образце. Далее, для известного распределения воды с заданной проводимостью численно решается трехмерная задача о стационарном электрическом токе, после чего определяется величина общей проводимости образца. Необходимо отметить, что для низких значений водонасыщенности существенный вклад в общую проводимость может давать поверхностная проводимость, связанная с повышенной концентрацией ионов вблизи стенок пор в связи с образованием двойных электрических слоев. Для учета этого явления проводится предварительное численное моделирование формирования этих двойных слоев на моделях с нанометровым разрешением и вычисление величины поверхностной проводимости. После этого вычисление интегральной электрической проводимости образца породы осуществляется в рамках так называемого подхода «3D+2D», когда объемная проводимость ассоциируется в трехмерной модели с общей проводимостью водной фазы, а поверхностная проводимость ассоциируется с двумерными поверхностями пор, находящимися в контакте с водной фазой. Пример результатов моделирования представлен на **рис. 4**.

Расчет диэлектрической проницаемости флюидонасыщенного образца породы осуществляется в комплексной постановке, учитывающей тот факт, что для заданной частоты внешнего поля диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость объединяются в одну комплексную частотно-зависимую функцию. Как и в задаче о электрической проводимости, *DHD* предоставляет равновесное распределение фаз в поровом пространстве, которое затем используется для решения

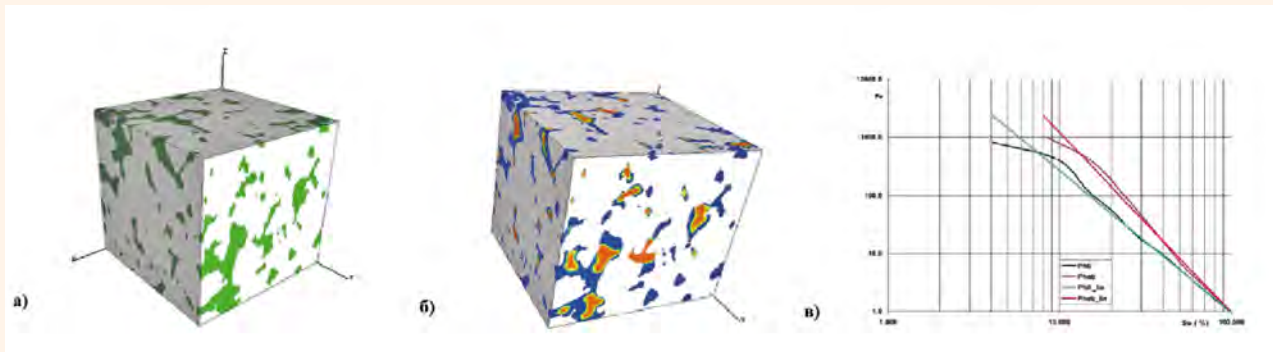


Рис. 4.

Расчет проводимости на модели $200 \times 200 \times 200$ с разрешением $3,01$ мкм/воксель: а – внешний вид модели; б – вариант с двухфазным насыщением; в – расчет параметра насыщения для гидрофильного и гидрофобного случаев

уравнений Максвелла в комплексной постановке для заданной частоты. Кроме того, при необходимости также применяется подход «3D+2D» для учета вклада возможного влияния двойных электрических слоев.

Для расчета интегрального отклика магнитных моментов протонов при исследованиях методом ядерного магнитного резонанса производится численное моделирование динамики этих магнитных моментов путем решения уравнения Блоха-Торри в поровом пространстве [9]. При этом в качестве входной информации используется равновесное распределение фаз в поровом пространстве образца породы, полученное с помощью *DHD*, а также коэффициенты самодиффузии, времена продольной и поперечной релаксации и коэффициенты взаимодействия со стенками породы для присутствующих фаз. В результате численного моделирования можно получить теоретические распределения T_2 , двумерные диаграммы $D-T_2$ и прочее. Как уже отмечалось, эти данные представляют решение прямой задачи интерпретации ядерно-магнитного каротажа и могут быть использованы для построения алгоритмов решения обратной задачи методами машинного обучения. Изложенная методика схематично представлена на **рис. 5**.

В числе доступных петрофизических опций численного моделирования на поровом уровне также имеется возможность расчета геомеханических параметров для образца флюидонасыщенной породы: матрицы жесткости, параметра Био, эффективного модуля Юнга, коэффициента Пуассона и, следовательно, продольной и поперечной скорости. Расчет производится путем численного решения задачи о геомеханическом равновесии образца для серии стандартных видов нагружения. Геомеханические параметры скелета породы задаются на основе анализа минералогического состава, причем может быть использована заранее созданная трехмерная цифровая минералогическая модель породы.

При этом равновесное распределение подвижных фаз (газа, воды, нефти) в поровом пространстве задается по результатам гидродинамических расчетов *DHD*. По результатам расчета деформаций образца породы для стандартных видов нагружения могут быть найдены все геомеханические параметры, которые в общем случае соответствуют анизотропной упругой реологии.

Важно подчеркнуть, что ЦАК не заменяет лабораторные исследования керна, а расширяет и дополняет эти исследования посредством численных экспериментов. Кроме того, ЦАК не может быть реализован без предварительных экспериментальных исследований породы и пластовых флюидов. Так, для определения оптимальных параметров сканирования необходимо иметь предварительную информацию о распределении пор по размерам, для чего обычно применяется капилляриметрия. Кроме того, необходимы экспериментальные данные, позволяющие сформировать цифровые модели флюидов. В то же время численные эксперименты, выполненные в рамках ЦАК, могут количественно и качественно поднять уровень знания о характеристиках керна. Приведем несколько примеров таких количественных и качественных возможностей.

Что касается количественных преимуществ, ЦАК во многих случаях позволяет сэкономить временные и экономические ресурсы на получение гидродинамической и петрофизической информации. Так, временные затраты на получение относительных фазовых проницаемостей посредством ЦАК могут быть в десятки раз меньше по сравнению с аналогичными лабораторными работами. Существуют ситуации (например, для низкопроницаемых и слабосцементированных пород), когда лабораторные исследования могут быть настолько трудоемки и затратны, что ЦАК фактически является единственной практически реализуемой альтернативой.

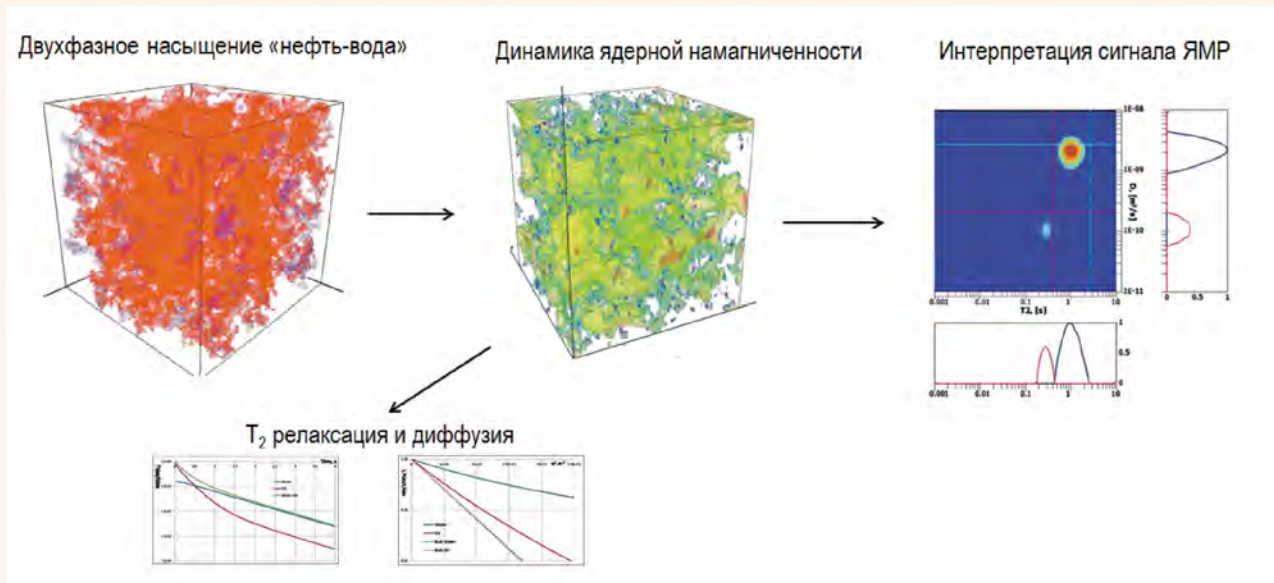


Рис. 5.

Методика моделирования и интерпретации исследований на основе ядерного магнитного резонанса

Следует также указать на ряд качественных преимуществ, связанных с применением ЦАК. Именно, при исследовании эффективности методов увеличения нефтеотдачи в лабораторных условиях невозможно провести сравнительный анализ эффективности и определить оптимальный метод и режим воздействия, поскольку каждый подобный эксперимент необратимо меняет объект исследования. В то же время ЦАК позволяет проводить любую серию экспериментов с тем же самым цифровым двойником исходного образца породы и оптимизировать вариант воздействия на поровом уровне. Таким образом, ЦАК может улучшить оценку достижимого коэффициента вытеснения и, следовательно, коэффициента извлечения нефти для объекта разработки. К другим качественным преимуществам ЦАК следует отнести возможность учета реальных свойств пластовых флюидов и агентов воздействия в отличие лабораторных подходов, опирающихся на модельные флюиды. Также важным преимуществом ЦАК является возможность анализа распределения флюидов в порах на разных этапах эволюции пластовой системы в процессе разработки месторождения. В частности, ЦАК позволяет рассчитать начальное состояние пластовой системы на поровом уровне в соответствии с геологическими условиями, что может существенно отличаться от условий, создаваемых при лабораторных исследованиях. В последнем случае ЦАК может дать более надежное обоснование геологических запасов.

ЦАК является новым и перспективным цифровым инструментом, который расширяет информационную базу геологического и гид-

родинамического моделирования. Этот метод уточняет петрофизические зависимости, необходимые для интерпретации геофизических исследований скважин и оценки запасов, и помогает принять решение по стратегии разработки месторождения с оптимальным коэффициентом извлечения нефти. Компания «Шлюмберже» выполняет коммерческие проекты по ЦАК с 2013 г.

Современные требования к углеводородной энергетике формируют запрос на качественно новый уровень эффективности при разработке месторождений. Одними из ключевых решений является создание и активное внедрение новых цифровых технологий и масштабная цифровая трансформация в отрасли на базе облачных инфраструктур и единой платформы данных, относящихся к геологоразведке, разработке и добыче углеводородов, например, *OSDU (Open Subsurface Data Universe)*. В настоящее время компании из сектора разведки и добычи предпринимают усилия по выстраиванию качественно новых моделей работы на основе автоматизации операций с большими массивами данных. Современные цифровые технологии дают возможность осуществлять принятие решений на базе глубокого анализа и качественно новой информации, полученной с использованием искусственного интеллекта. Это также позволяет организовать сквозные бесшовные цифровые рабочие процессы на основе общих данных, инструментах и принципах взаимодействия. По нашему мнению, ЦАК является одним из ключевых элементов такой платформы и неотъемлемой частью цифровых производственных процессов нового поколения. **И**

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. Igor V., Yakimchuk I. and Sharchilev B. Segmentation of 3D image of a rock sample supervised by 2D mineralogical image // 2015 3rd IAPR Asian Conference on Pattern Recognition (ACPR). 2015. P. 346-350.
4. 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. 107-126.
5. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит. 2009. 312 с.
6. Динариев О.Ю. О гидродинамическом описании многокомпонентной многофазной смеси в узких порах и тонких слоях // *Прикладная математика и механика*. 1995. Т. 59. Вып. 5. С. 776–783.
7. Koroteev D. et al. Direct Hydrodynamic Simulation of Multiphase Flow in Porous Rock // *Petrophysics*. 2014. Vol. 55. No.3. P. 294-303.
8. Armstrong R.T. et al. Modeling of Pore-Scale Two-Phase Phenomena Using Density Functional Hydrodynamics // *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 112. No. 3. P. 577–607.
9. Evseev N., Dinariev O., Hurlimann M., Safonov S. Coupling Multiphase Hydrodynamic and NMR Pore-scale Modeling for Advanced Characterization of Saturated Rocks // *SCA2014-026*. 12 P.

UDC 553.98;553.04

O.Yu. Dinariev, PhD, Scientific Advisor, Schlumberger Moscow Research Center¹, odinariev@slb.com
A.Yu. Demianov, PhD, Senior Researcher, Schlumberger Moscow Research Center¹, ademianov@slb.com
N.V. Evseev, Senior Researcher, Schlumberger Moscow Research Center¹, nevseev@slb.com
V.K. Khan, Head of Scientific Department, Schlumberger Moscow Research Center¹, vkhan2@slb.com

¹16A, bldg. 3, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russia.

Implementation of Digital Rock Analysis for Evaluation of Reserves and Justification of Oil Recovery Coefficient

Abstract. The review of the digital rock analysis applications to the evaluation of fluid hydrocarbon reserves and the justification of oil recovery coefficient is presented. The stages of digital rock and fluid model construction are described as well as modern capabilities for the computation of hydrodynamic and petrophysical properties. The examples of pore-scale computations are given.

Keywords: digital rock analysis; density functional method; petrophysical properties; displacement coefficient

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. Igor V., Yakimchuk I. and Sharchilev B. Segmentation of 3D image of a rock sample supervised by 2D mineralogical image // 2015 3rd IAPR Asian Conference on Pattern Recognition (ACPR). 2015. P. 346-350.
4. 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. 107-126.
5. Dem'ianov A.Iu., Dinariev O.Iu., Evseev N.V. *Osnovy metoda funktsionala plotnosti v gidrodinamike* [Fundamentals of the density functional method in hydrodynamics]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2009, 312 p.
6. Dinariev O.Iu. *O gidrodinamicheskom opisani mnogokomponentnoi mnogofaznoi smesi v uzki kh porakh i tonkikh sloiakh* [On the hydrodynamic description of a multicomponent multiphase mixture in narrow pores and thin layers]. *Prikladnaia matematika i mekhanika* [Applied Mathematics and Mechanics], 1995, vol. 59, issue 5, pp. 776–783.
7. Koroteev D. et al. Direct Hydrodynamic Simulation of Multiphase Flow in Porous Rock // *Petrophysics*. 2014. Vol. 55. No.3. P. 294-303.
8. Armstrong R.T. et al. Modeling of Pore-Scale Two-Phase Phenomena Using Density Functional Hydrodynamics // *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 112. No. 3. P. 577–607.
9. Evseev N., Dinariev O., Hurlimann M., Safonov S. Coupling Multiphase Hydrodynamic and NMR Pore-scale Modeling for Advanced Characterization of Saturated Rocks // *SCA2014-026*. 12 P.



А. Ф. Шейкина
канд. геол.-мин. наук
ПАО «ЛУКОЙЛ»¹
начальник управления сырьевой
базы и аудита запасов
Angelina.Sheykina@lukoil.com



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



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

Итоги экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС за 2020 г. в ПАО «ЛУКОЙЛ»

¹Россия, 101 000, Москва, Сретенский бульвар, 11.

В статье проанализированы предварительные результаты перехода компании «ЛУКОЙЛ» на Новую классификацию запасов УВС по итогам 2016–2020 гг. Сделаны выводы о достигнутых результатах перехода на Новую классификацию запасов, даны предложения по снятию избыточной нагрузки на недропользователей. Проанализирован накопленный опыт совершенствования нормативно-методических документов, выявлены новые методические неопределенности и административные барьеры, даны предложения по их устранению

Ключевые слова: новая классификация запасов и ресурсов углеводородного сырья; совершенствование регламентирующих документов; устранение административных барьеров; трудноизвлекаемые запасы

В 2021 г. завершается шестилетний период, установленный для перехода на новую Классификацию запасов решением Минприроды № 01-15/132-пр от 08.10.2015. Проведен значительный объем совместной работы госорганов и недропользователей.

За 2016–2020 гг. компания «ЛУКОЙЛ» (далее – Компания) в соответствии с новой Классификацией запасов актуализировала запасы углеводородного сырья по 463 месторождениям, что составляет 80% от всех начальных извлекаемых запасов. Рентабельно извлекаемые запасы определены на 84% разрабатываемых месторождений Компании, или около 90% от начальных извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений.

Экономические тренды развития мировой экономики в условиях пандемии Covid-19

в 2020–2021 гг., связанные со снижением уровня потребления УВС, косвенно повлияли на завершение процесса перехода Компанией на новую Классификацию запасов в установленные Минприроды сроки. По результатам анализа выявлено два фактора, формирующих предпосылки к продлению необходимого для актуализации запасов УВС срока, как минимум до конца 2022 г. – это необходимость актуализации проектно-технологических документов (ПТД) в связи с ограничениями добычи в рамках соглашения ОПЕК и проведение инвентаризации запасов УВС для месторождений с текущими извлекаемыми запасами свыше 5 млн т на основании поручения Правительства РФ.

В 2020 г. нефтегазовыми компаниями на уровне Правительства РФ был поднят вопрос о продлении сроков актуализации запасов, и Минприроды рассматривает вопрос о продле-

нии сроков актуализации по результатам анализа состояния работ по итогам 2020 г.

Предлагается исключить из требований по актуализации запасов УВС и составлению нового ПТД очень мелкие месторождения на завершающей стадии разработки и законсервированные месторождения, разработка которых минимально рентабельна и затраты на подготовку новых проектных документов по которым могут вывести их разработку в убыток, при условии что существующие проектные решения выполняются и нет отклонений в уровнях добычи.

По результатам работы в 2020 г. необходимо отметить, что несмотря на сложности организации рабочего процесса, связанные с распространением новой коронавирусной инфекции, сделан большой шаг вперед в части совершенствования нормативно-правовых документов и налаживания взаимодействия между государственными структурами, в частности ГКЗ, и недропользователями.

Благодаря хорошо организованному процессу проведения заседаний ГКЗ в онлайн-формате, удалось остаться в рабочем процессе и в полном объеме пройти экспертизу всех запланированных отчетов по подсчету запасов и проектно-технологических документов. Оптимизации работы способствовал налаженный электронный обмен материалами между недропользователем и государственными органами.

Одним из важных изменений в законотворческой деятельности 2020 г. является внесение в Правила подготовки технических проектов порядка определения рентабельного срока разработки (приказ Минприроды от 06.10.2020 № 772). В новой редакции уточнен порядок определения рентабельного срока разработки, что должно обеспечить корректное определение рентабельных запасов с учетом интересов государства и недропользователей при соблюдении принятых формулировок всеми сторонами.

В 2020 г. проведена большая работа по совершенствованию Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (приказ Минприроды от 28.12.2015 № 564) и Методических рекомендаций по применению Классификации запасов (распоряжение Минприроды от 01.02.2016 № 3-р). Компанией направлены предложения по внесению изменений в указанные документы, которые были рассмотрены в ходе рабочих совещаний с ФБУ «ГКЗ» и на ЭТС ГКЗ в первой половине 2021 г.

Компания положительно оценивает подобные формы обсуждения перед внесением изменений в нормативные документы, поскольку это

позволяет учесть мнение экспертного сообщества и недропользователей, предупредить возникающие противоречия и ускорить обновление нормативной базы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи по устранению новых неопределенностей.

Устранение новых административных барьеров

В 2020 г. вступили в силу поправки в абз. 6 ст. 29 Закона РФ «О недрах», а также п. 6 Положения «О государственной экспертизе запасов» (утверждены постановлением Правительства РФ № 69 от 11.02.2005, в новой редакции постановления Правительства РФ № 1522 от 23.09.2020), уточняющие порядок обращения на проведение экспертизы запасов полезных ископаемых.

По нашему мнению, внесенные изменения ограничивают право пользователя недр в части обращения на проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, открытых за счет собственных средств и частично выходящих за границы участка недр, представленного в пользование, на территорию нераспределенного фонда недр.

Предлагаем устранить новый административный барьер и внести уточнения в нормы для однозначного трактования.

Трудноизвлекаемые запасы

Множество вопросов возникает при работе с трудноизвлекаемыми запасами. Само понятие не имеет определения в нормативных документах и в условиях стремительно меняющегося законодательства трактуется по-разному даже различными государственными структурами. Отсутствие принятой терминологии, с одной стороны, позволяет избежать ограниченного трактования, с другой – формирует несоответствия в различных формах отчетности.

Компания нередко сталкивается с несогласованностью в отражении значений параметров проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в протоколах Роснедра и отчетности Росгеолфонда (Государственный баланс), что вызывает затруднения, а в ряде случаев приводит к некорректному расчету НДПИ из залежей ТРИЗ.

Отражение показателя проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины для участка недр в экспертном заключении ГКЗ

Значение показателя проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, в соответствии с Налоговым кодексом РФ, определяется для залежи в пределах конкретного участка недр (ст. 342.2 НК РФ). Объектом учета

на Госбалансе также является залежь в пределах конкретного участка недр.

Согласно п. 2 Порядка определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины по залежи УВС (приказ Минприроды от 15.05.2014 № 218), определение указанных параметров производится по данным, приведенным в Государственном балансе запасов полезных ископаемых. Отраженные на Госбалансе параметры коэффициента пористости могут не совпадать с таблицей в экспертном заключении, а коэффициенты проницаемости для участков залежи в пределах разных лицензионных участков недр формально не утверждены.

Необходимо привести в соответствие с требованиями НК РФ показатели проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в ЭЗ ГКЗ и в форме Государственного баланса, и отражать показатели залежи УВС по лицензионным участкам для последующего корректного их применения.

Отражение показателя проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины в Государственном балансе

Еще с начала переходного периода на Новую классификацию запасов 2013 г. назрели вопросы о совершенствовании макета формы Государственного баланса, добавления данных о величине геологических запасов газа, рентабельно извлекаемых запасов – данные вопросы неоднократно поднимались недропользователями.

Компания неоднократно обращалась в Росгеолфонд с вопросом о необходимости изменения правил отражения на Госбалансе параметров пористости, проницаемости, эффективной нефтенасыщенной толщины. В Госбалансе данные параметры отражаются раздельно по категориям и не отражаются по сумме категорий, что входит в противоречие с приказом Минприроды от 15.05.2014 № 218, где для отнесения запасов к трудноизвлекаемым расчет показателя проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины выполняется в целом по залежи УВС.

Как уже было упомянуто выше, для корректного исчисления НДСПИ, в соответствии с НК РФ, необходимо данные показатели отражать в Государственном балансе по залежи УВС по сумме всех категорий в пределах конкретного участка недр.

Отчетность ГИС ТЭК

Другим примером несоответствия между нормативными документами и государственной отчетностью является форма 1.28 «Сведения о запасах нефти и растворенного газа» ГИС ТЭК. Требования к заполнению этой формы включают п. 9, где в графе 10 указывается наименование вида запасов объекта разработки в соответствии

с перечнем: традиционные запасы; трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ); запасы высоковязкой нефти.

Разъяснения ГИС ТЭК определяют трудноизвлекаемые запасы как запасы нефти баженских, абалакских, хадумских или доманиковых продуктивных отложений и запасы нефти вязкостью 10 000 мПа·с и более (в пластовых условиях) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 19.09.2020 N 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых».

Запасы высоковязкой нефти определены для нефти с вязкостью от 30,1 до 200 Мпа·с (в соответствии с приложением 5 Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477).

К традиционным запасам относятся все остальные запасы нефти.

Таким образом, к ТРИЗ по данной формулировке не отнесены запасы нефти тюменских продуктивных отложений, а также низкопроницаемых коллекторов (менее 2 мД), что противоречит НК РФ.

Считаем необходимым устранить противоречия между нормативными документами – выработать и утвердить новые требования по заполнению формы Государственного баланса, учитывающие требования нормативных документов по переходу на Новую классификацию запасов (приказ Минприроды № 218, ЭЗ ГКЗ и НК РФ). Также необходимо определить понятие трудноизвлекаемых запасов нефти (трудноизвлекаемых полезных ископаемых) и закрепить его в нормативных документах.

Совершенствование регламентирующих документов

Обобщая опыт прошлых лет, нужно отметить, что в условиях переходного периода неизбежно в ходе государственной экспертизы возникают противоречивые ситуации в трактовке положений действующих нормативных документов, либо в отсутствии норм и регламентов, позволяющих принять единое правильное решение.

Для оперативной корректировки регламентирующих документов с учетом всех возникающих неопределенностей и выработки единых подходов к решению возникающих задач предлагаем рассмотреть следующую схему работы:



Рис. 1.
Сроки подготовки отраслевой отчетности ГИС ТЭК в соответствии со сроками подготовки протоколов утверждения запасов УВС

- подготовка реестра вопросов, возникающих при рассмотрении ПЗ и не описанных в действующих нормативных документах;
- рассмотрение реестра вопросов на секции ЭТС ГКЗ;
- принятые на ЭТС ГКЗ решения распространяются на все аналогичные случаи, ими руководствуются, в том числе, территориальные экспертные комиссии;
- внесение изменений в регламентирующие документы на основании накопившейся информации и наработанной статистики.

Приведение сроков подготовки отраслевой отчетности в соответствии со сроками подготовки протоколов утверждения запасов УВС

Также необходимо привести в соответствие сроки подготовки отраслевой отчетности. Отчет-

ность ГИС ТЭК, введенная в 2020 г., является дополнительной нагрузкой на недропользователей. Сроки представления отчетов по газу не коррелируют со сроками сдачи формы статистической отчетности 6-гр (рис. 1), что может негативно отразиться на корректности представляемой информации.

Для соблюдения сроков по отраслевой отчетности предлагаем рассмотреть возможность корректировки сроков представления отчетности (не ранее срока сдачи формы 6-ГР) для своевременного представления данных о запасах УВ.

Стоит отметить, что вся необходимая Министерству энергетики РФ в рамках данной отчетности информация направляется недропользователями в структуры Министерства природных ресурсов и экологии РФ. Остается технически проработать возможность взаимодействия министерств на принципах цифровизации для единого доступа к данным запасов УВС и формирования отраслевой отчетности (ГИС ТЭК и прочее) без привлечения недропользователей.

Главным итогом переходного периода, по нашему мнению, должно стать формирование корректной и рабочей нормативно-правовой базы, исключающей избыточные административные барьеры, неоднозначное трактование норм и единое нормативное поле для всех вовлеченных в процесс сторон.

Для успеха в этом направлении необходимо дальше вести плодотворную работу с участием недропользователей, ФБУ «ГКЗ», Росгеолфонда, Минприроды России и Минэнерго России посредством конструктивного диалога. **■**

UDC 553.04

A.F. Sheikina, PhD, Head of Department of Raw Materials Base and Audit of Stocks, PJSC "LUKOIL"¹, Angelina.Sheykina@lukoil.com

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

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

¹11 Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russia.

Results of Examination of Geological and Recoverable Hydrocarbon Reserves for 2020 for PJSC "LUKOIL"

Abstract. The article analyzes the preliminary results of LUKOIL's transition to the New classification of hydrocarbon reserves based on the results of 2016–2020. Conclusions are made about the achieved results of the transition to the New classification of reserves, proposals are made to remove the excess load on subsoil users. The accumulated experience of improving regulatory and methodological documents is analyzed, new methodological uncertainties and administrative barriers are revealed, proposals for their elimination are given.

Keywords: new classification of hydrocarbon reserves and resources; improvement of regulatory documents; elimination of administrative barriers; hard-to-recover reserves.



П. П. Повжик
канд. техн. наук
ПО «Белоруснефть»¹
заместитель генерального директора
по геологии
povzhik@beloil.by



А. А. Ерошенко
ПО «Белоруснефть»
БелНИПИнефть²
начальник Центра обработки,
исследования и хранения керна
a.eroshenko@beloil.by



Е. А. Калейчик
ПО «Белоруснефть»
БелНИПИнефть²
ведущий геолог Центра обработки,
исследования и хранения керна
e.kaleychik@beloil.by

Оценка перспектив нефтегазоносности низкопроницаемых глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО

¹Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9. Str.,

²Республика Беларусь, 246022, Гомель, ул. Книжная, 15а

На основании результатов комплекса лабораторных исследований, выполненных на керновом материале, выделены устойчивые критерии для оценки перспектив нефтегазоносности низкопроницаемых глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО, сформированных в глубоководных, переходных и мелководно-морских условиях

Ключевые слова: Припятская НГО; нефтегазоносность; межсолевой комплекс; низкопроницаемые глинисто-карбонатные породы; нетрадиционный коллектор; керновый материал; генерационный потенциал; условия осадконакопления

Межсолевые карбонатные отложения северной и центральной зон Припятской нефтегазоносной области характеризуются высокой изменчивостью карбонатного разреза, ввиду его формирования в различных обстановках осадконакопления морского бассейна – от глубоководных до мелководно-морских и лагунных. Породы-коллекторы приурочены к органогенно-водорослевым постройкам биогермного и биостромного типа. Значительная часть отложений характеризуется затрудненным нефтеизвлечением за счет низких ФЕС, связанных с высокой неоднородностью разреза (наличием глинисто-карбонатных пачек), вторичными процессами (доломитизация, сульфатизация); насыщением высоковязкими флюидами и сложной тектонической обстановкой. Аналогами отложений Припятской НГО являются средне- и верхнедевонские карбонатные формации Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГО.

В связи со слабой изученностью низкопроницаемых глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО перспективы нефтегазоносности долгое время связывались с их возможным нефтегенерационным потенциалом по косвенным признакам – преимущественно за счет типа разреза (глинисто-карбонатный, слоистый), а также исходя из наличия нефтепроявлений по керну, условно относя их к нетрадиционным нефтематеринским породам или к ТРИЗ.

Ввиду отсутствия комплексных керновых исследований, ранжирование пород указанного типа по степени продуктивности с целью дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности не проводилось.

Объект исследования

С целью оценки перспектив нефтегазоносности низкопроницаемых карбонатных пород-коллекторов межсолевого комплекса верхнедевонского возраста ($D_3zd(ton)-D_3ptr$) и определения их нефтегенерационного потенциала было подобрано шесть объектов, в различной степени охарактеризованных керновым материалом. Подбор проводился по следующим критериям: литологический состав пород, текстурно-структурные особенности, выявленные нефтепроявления, наличие кондиционного кернового материала, рекомендации авторов различных научно-исследовательских работ предыдущих лет [1, 2].

Еще одной целью проведения исследований было выявление нефтегенерационного потенциала низкопроницаемых карбонатных отложений, сформированных в различных условиях

седиментогенеза, т.к. по мнению ряда авторов, высокоуглеродистые формации могли накапливаться в нескольких фациальных зонах – не только в относительно глубоководных депрессионных впадинах, но и условиях открытого и мелководно-морского шельфа [3].

Таким образом, было подобрано три объекта (Савичское, Карташовское, Мармовичское месторождения), приуроченных к глубоководным условиями седиментогенеза (глубокий морской шельф); один объект (Речицкое месторождение) – к относительно глубоководным (относительно глубокий морской шельф); два объекта (Южно-Вишанское и Давыдовское месторождения) – к условиям открытого моря и заливов мелководно-морской платформы [4].

Методика проведения исследований

На сегодняшний день сформирован ряд подходов к изучению коллекторов нетрадиционного типа для любого нефтегазоносного бассейна. Исключение составляют параметры, влияющие на генезис залежей с наличием подвижных углеводородов [5].

Основными общепринятыми критериями определения типа отложений с точки зрения перспектив нефтегазоносности и генерационного потенциала являются: условия седиментогенеза, определяющие тип и качество органического вещества; уровень катагенетической преобразованности ОВ; общее содержание ОВ в породе (ТОС); температура (T_{max}); количество легких ОВ (S_0+S_1); количество керогена + тяжелых УВ (S_2); минеральный состав (поликомпонентный – керогеново-кремнисто карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые породы); характерные текстурно-структурные особенности (слоистость, отсутствие нормально-морского бентоса и др.).

В 2019–2021 гг. на керновом материале выбранных объектов был выполнен полный комплекс лабораторных исследований, включающий первичную подготовку и привязку керна к ГИС, литолого-петрографические, пиролитические, минералогические, стандартные петрофизические лабораторные исследования. На основе полученных результатов были выявлены наиболее перспективные объекты с последующим выполнением специальных лабораторных исследований на стандартных и полноразмерных образцах керна.

Результаты исследований

По результатам лабораторных исследований, выполненных на керновом материале шести объектов, были выделены основные типы низ-

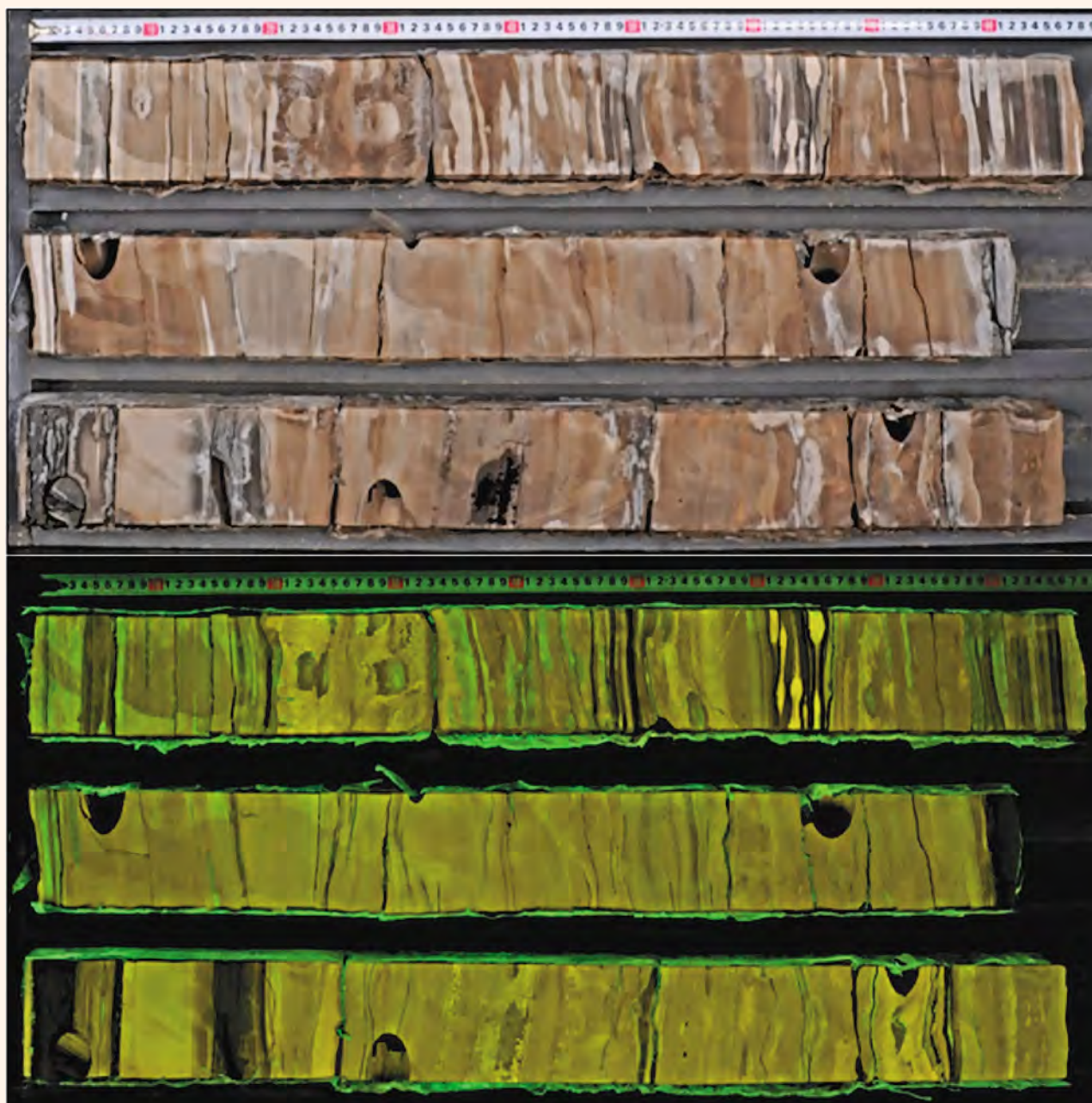


Рис. 1.

Скв. Речицкая № 147q (1 пачка, глубина 2024–2027 м). Сильное послойное нефтенасыщение коричневого цвета в дневном свете, в УФ свете нефтенасыщение имеет зеленовато-желтое свечение

копроницаемых карбонатных пород, определенных нефтегенерационный потенциал, перспективы нефтегазоносности.

Тип 1. **Нефтематеринские породы** (НМП) – карбонатные породы, обогащенные органическим веществом и характеризующиеся нефтегенерационным потенциалом.

Тип 2. **Естественный карбонатный коллектор с осложненным нефтеизвлечением** ЕК (ТРИЗ) за счет ухудшенных ФЕС вследствие отрицательного воздействия вторичных процессов на пустотное пространство (вторичная доломитизация, сульфатизация и тд.), высокой вязкости

УВ. Являются резервуаром с ухудшенными ФЕС для эмигрировавших УВ.

Тип 3. **Смешанный тип карбонатного коллектора** (СК) – сформировался как за счет эмигрировавшей нефти из нефтематеринских свит, так и за счет генерации УВ (*in situ*) в карбонатных породах-коллекторах, характеризующихся генерационным потенциалом и различными ФЕС (являются одновременно традиционным коллектором – ЕК или ЕК (ТРИЗ) и нефтематеринской толщей – НМП).

Тип 4. **Карбонатные породы-неколлекторы** (НК), характеризующиеся низкими и очень



Рис. 2. Распространение литотипов и пиктограмма распределения свойств отложений I-III пачек Речицкого месторождения

низкими ФЕС, отсутствием генерационного потенциала, отсутствием эмигрировавших УВ.

Согласно результатам проведенных исследований, удалось установить, что нефтегенерационным потенциалом обладают карбонатные породы елецко-петриковского возраста **Речицкого месторождения**, разделенные стратиграфически на три пачки. Отложения I-III пачек представлены известково-кремнистыми доломитами, смешанными глинисто-карбонатно-кремнистыми породами и реже – глинисто-доломитистыми известняками, с неравномерно тонкослоистой, линзовидной, интракластовой, пятнистой текстурой (*рис. 1*).

По минеральному составу отложения I-III пачек относятся к глинисто-кремнисто-карбонатным породам. Среднее содержание в породе доломита – 42%, кальцита – 27%, кварца – 16%, глинистых минералов – 9%, полевых шпатов – 4%, пирита – 2%, содержание минералов сильно изменяется в зависимости от литотипа.

По результатам минералогических исследований и их кластеризации, выделяются 4 литотипа (*рис. 2, 3*):

- литотип 1 (56%) – доломит известковисто-кремнистый слабоглинистый, преобладает доломит 66%;
- литотип 2 (9%) – доломит известковисто-кремниевый глинистый (смешанная глинистая кремнево-доломитовая порода), преобладает доломит 31%, кремнезем 26% и глина 17%;
- литотип 3 (23%) – известняк кремнисто-доломитистый слабоглинистый, преобладает кальцит 75%;
- литотип 4 (11%) – силицит доломитисто-известковый глинистый (смешанная глинистая

известково-кремниевая порода), преобладает кремнезем 37%, кальцит 25% и глина 21%.

Распространение литотипов как по разрезу, так и по площади месторождения крайне неравномерное – в объеме отложений преобладают литотипы 1 и 3 (56 и 23%, соответственно).

По результатам пиролитических исследований, среднее содержание органического вещества (ТОС) в отложениях I-III пачек составляет 1,58% (0,24–8,14%), газообразных и жидких УВ (S0+S1) – 3,86 мг (0,01–28,59 мг УВ/г породы), керогена и тяжелых УВ (S2) – 6,85 мг (0,06–54,01) мг УВ/г породы, индекс продуктивности (PI) – 0,24 (0,02–0,7), индекс нефтенасыщенности (OSI) – 149 (2–555) мг УВ/ТОС.

Литотип 1 – доломит известковисто-кремнистый слабоглинистый – является наиболее перспективным в качестве потенциального коллектора по пиролитическим показателям, характеризуется максимальным содержанием легких углеводородов S0+S1, высоким индексом продуктивности PI и индексом нефтенасыщенности OSI, превышающем 100 – в 2 раза больше, чем в других литотипах (*рис. 4*).

Для литотипов 2 и 4 (смешанные породы с преобладанием кремнезема, доломита или кальцита, глины) характерны низкие значения содержания легких углеводородов S0+S1, тяжелых УВ и керогена S2, низкие значения индекса продуктивности PI и индекса нефтенасыщенности OSI. При этом данные породы имеют максимальные значения содержания органического вещества ТОС – 1,95–2,51%. Данные литотипы относятся к потенциально нефтематеринским, либо к смешанным породам. Согласно результатам сравнения литотипов 2 и 4, четвертый

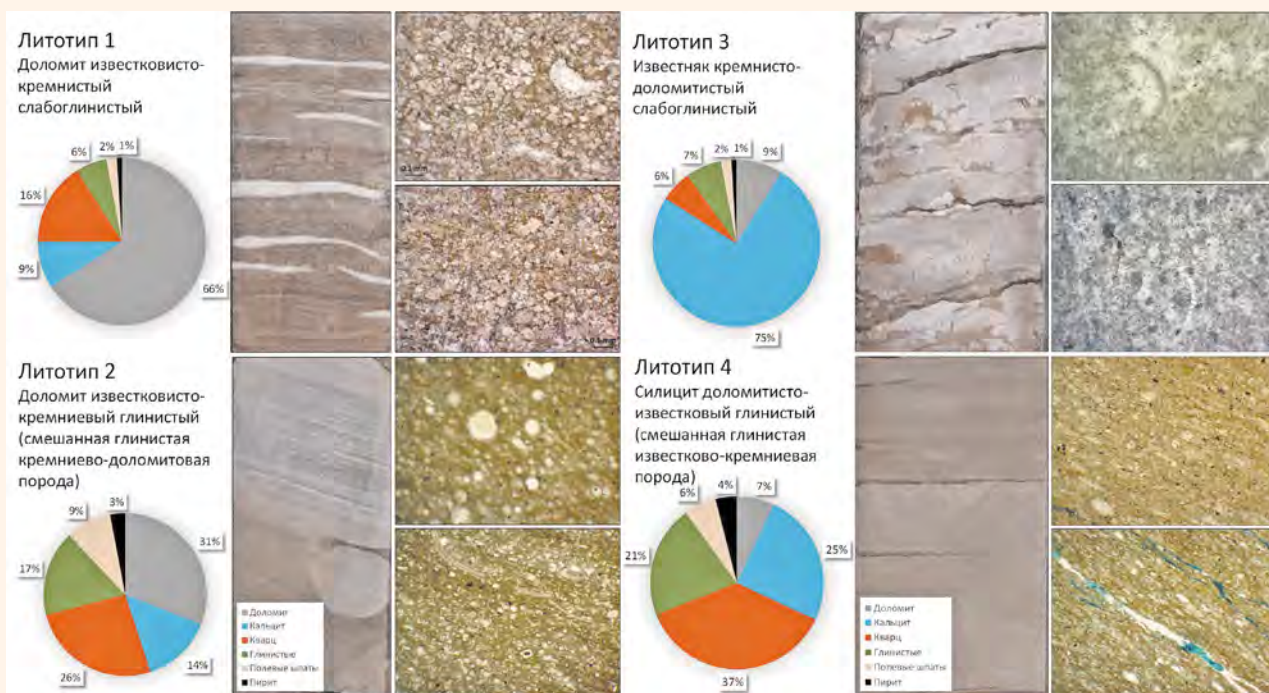


Рис. 3. Минеральный состав литотипов, фотографии ядра и шлифов, отложения I-III пачки Речицкого месторождения

характеризуется большим нефтегенерационным потенциалом (рис. 4).

Литотип 3 – известняк кремнисто-доломитистый слабоглинистый – по пиролитическим данным характеризуется почти полным отсутствием легких углеводородов S0+S1, низким значением содержания органического вещества ТОС, низкими значениями индекса продуктивности PI и индекса нефтенасыщенности OSI. Данный литотип не является коллектором (рис. 4).

По результатам пиролитических исследований, УВ в отложениях I-III пачек имеют смешанный состав – частично связаны с нефтематеринскими породами (аутигенной генерацией), частично с миграцией из пород этого горизонта, находившихся в более жестких температурных условиях, возможно, из более погруженных участков. Не исключена также миграция УВ из нижележащих горизонтов. Отложения содержат органическое вещество, II и II-III тип керогена. Фациальные условия накопления материала можно интерпретировать как образовавшиеся в морских и прибрежных условиях в бассейне седиментации с повышенной соленостью [6].

Характеризуя объект исследования в целом, отложения I-III пачек Речицкого месторождения относятся к типу 3 (смешанный тип карбонатного коллектора – СК). Если же рассматривать его по литотипам, то нефтегенерационным потенциалом обладают породы, приуроченные к литотипам 2 и 4, и, следовательно, относятся к типу 1 (нефтематеринские породы – НМП).

Породы типа 2 ЕК ТРИЗ представлены преимущественно глинисто-доломитовыми разностями с тонкослоистой текстурой, сформированными в мелководно-морских (Южно-Вишанское месторождение) и относительно глубоководных условиях (Речицкое месторождение, литотип 1). Тип коллектора – преимущественно поровый. Тип ОВ – II/III-III (морской и смешанный). Породы достигли стадии «нефтяного окна» МК1–МК2. Содержание ОВ (ТОС) составляет 0,80% и 1,64%, соответственно. Содержание газообразных и свободных УВ (S0+S1), характеризующее наличие естественного коллектора – 3,42 и 5,36 мг УВ/г породы. Содержание керогена + тяжелых УВ (S2) составляет 2,35 и 6,7 мг УВ/г породы.

Наличие различных фракций УВ может свидетельствовать о заполнении коллектора как эмигрировавшими углеводородами, так и сгенерированными в нефтематеринских отложениях *in-situ*.

В сравнении с предыдущим объектом породы типа 2 ЕК (ТРИЗ), приуроченные к отложениям I-III пачек Речицкого месторождения, имеют более высокие перспективы для добычи УВ. Данные отложения, сформировавшиеся в условиях относительно глубоководного бассейна, характеризуются более высокими пиролитическими показателями, отвечающими за генерационный потенциал. Согласно результатам фильтрационных исследований в пластовых условиях, выполненных на полноразмерных образцах ядра, коэффициент нефтевытеснения

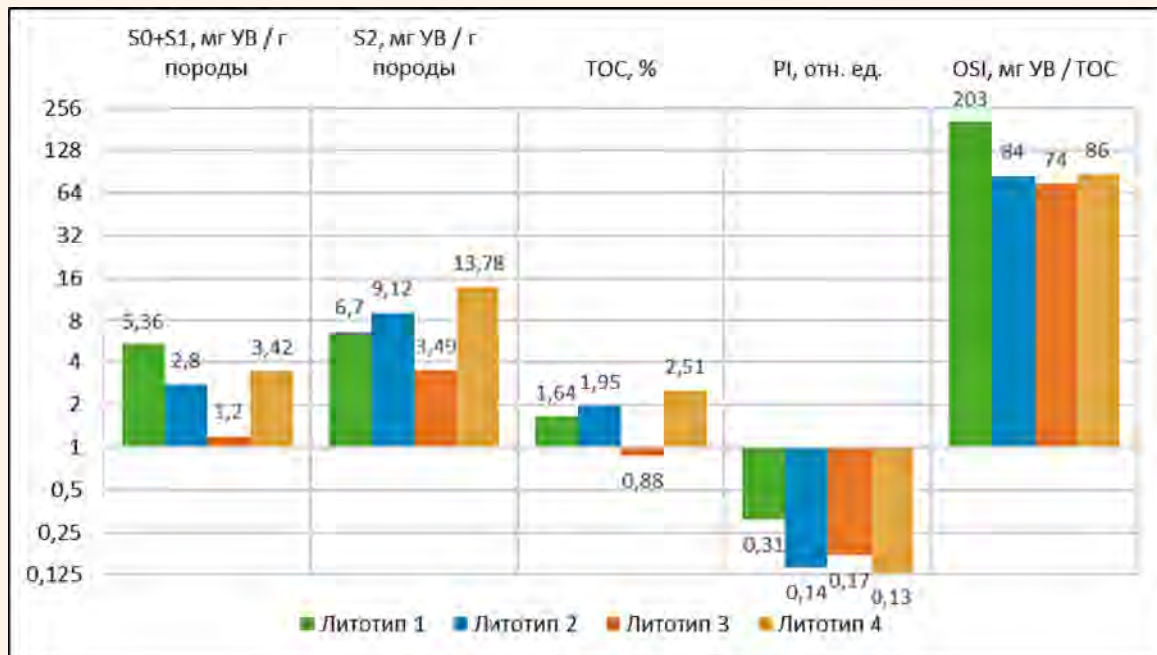


Рис. 4. Речицкое месторождение. I-III пачка. Диаграмма средних значений пиролитических показателей по литотипам

эмигрировавшей легкой нефти в период поступления воды составляет до 41,1%, остаточная нефтенасыщенность – до 46,5%, начальная нефтенасыщенность – до 79%.

Глинисто-карбонатные породы остальных объектов, отнесенные к типу 4 (НК), приурочены к различным условиям осадконакопления и обладают устойчивым набором характеристик, не позволяющих отнести их к типам 1, 2 и 3.

Отложения Давыдовского месторождения сформировались в мелководно-морских условиях, представлены слабоглинистыми известняками с биокластовой, онкоидно-биокластовой текстурой. Содержание ОВ (ТОС) – 0,42%, значения $S_0+S_1+S_2 < 0,3$ мг УВ/г породы. Тип ОВ – IV-III. Согласно классификации типов ОВ, кероген типа III (гумусовый) имеет очень низкий нефтегенерационный потенциал (преимущественно, газогенерационный), а тип IV (инертный/остаточный) не имеет потенциала для генерации УВ [7]. Таким образом, отложения указанного объекта не являются коллектором и не обладают нефтегенерационным потенциалом.

Отложения Карташовского, Мармовичского месторождений сформировались в относительно глубоководных условиях, представлены известняками в различной степени глинистыми до мергелей известковых, с преимущественно слоистой текстурой. Тип ОВ – II/III-III. Породы достигли стадии «нефтяного окна» МК1–МК2. Содержание ОВ (ТОС) – 0,5–0,8%, значения S_0+S_1 – 0,13–0,25 мг УВ/г породы. Несмотря на относительно глубоководные условия седимен-

тогенеза, отложения указанного типа являются неколлектором и не обладают генерационным потенциалом.

Отложения Савичской площади сформировались в условиях глубоководного морского шельфа, представлены известняками в различной степени глинистыми и кремнистыми, мергелями кремнисто-известковыми с преимущественно тонкослоистой текстурой, доломитами известковисто-кремнистыми слабоглинистыми (рис. 5). Содержание ОВ (ТОС) – 0,92%. Содержание газообразных и свободных УВ (S_0+S_1) – 0,43 мг УВ/г породы. Содержание керогена + тяжелых УВ (S_2) – 3,74 мг УВ/г породы. Тип ОВ – II/III-II.

Несмотря на относительно глубоководные условия седиментогенеза и наличие кремнистой составляющей, указанные отложения не являются перспективными как породы-коллекторы нетрадиционного типа, т.к. не достигли «нефтяного окна», ОВ является незрелым (зона ПКЗ) и не могло генерировать УВ. Исключением являются два маломощных интервала, предположительно, представленных нефтематеринскими породами (которые, вероятно, можно отнести к категории *shale*, ввиду их катагенетической незрелости).

Выводы

1. Глинисто-карбонатные отложения межсолевого комплекса, сформировавшиеся в различных условиях морского бассейна, характеризуются различным нефтегенерационным потенциалом

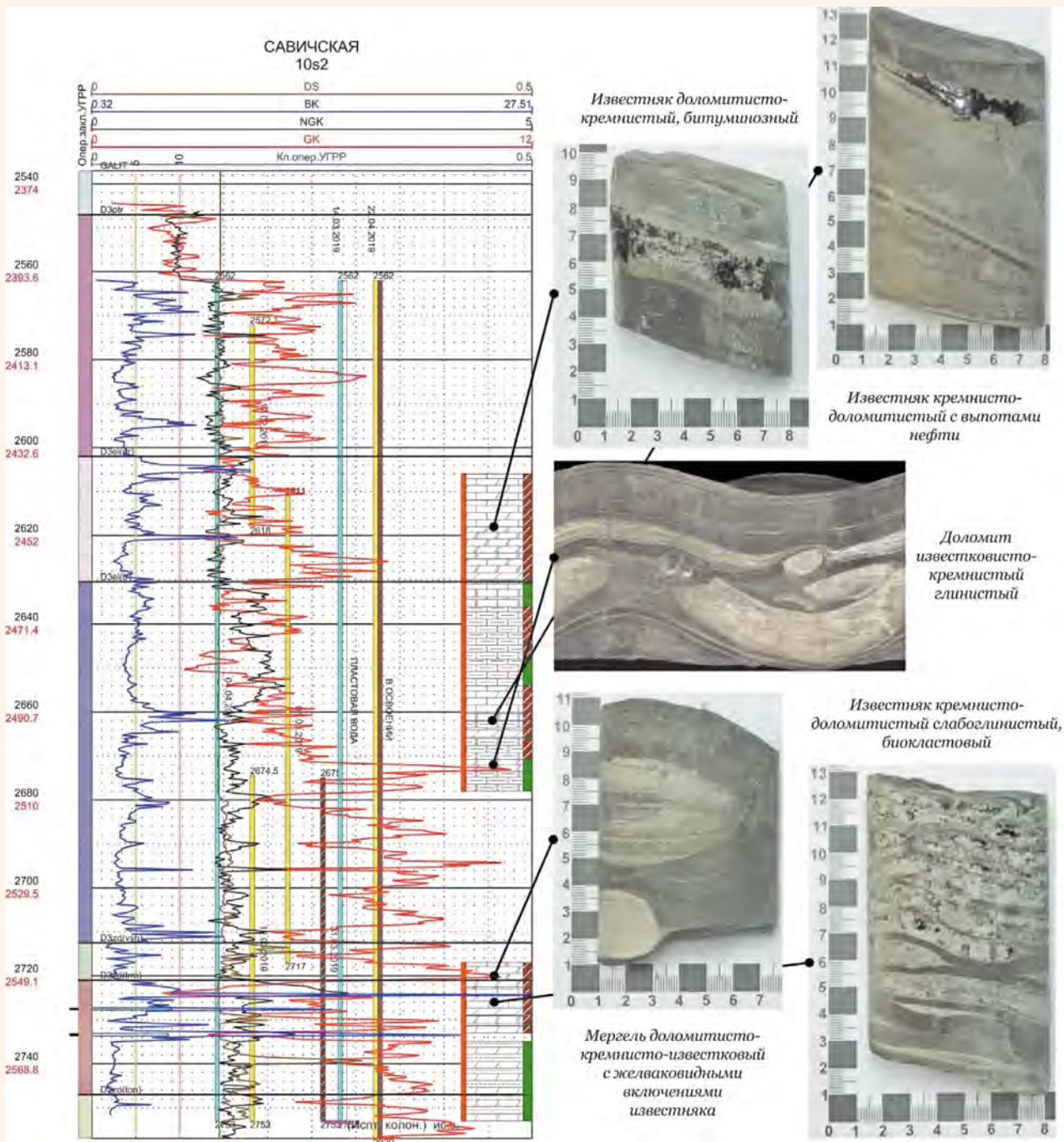


Рис. 5.
Отложения межсолевого комплекса Савичской площади


и нефтенасыщением. Наиболее перспективным объектом, с точки зрения дополнительной добычи УВ как из традиционных, так и нетрадиционных пород-коллекторов являются отложения I-III Речицкого месторождения.

2. Максимальные концентрации ОВ характерны для темноцветных карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород с тонкими прослоями известняков органогенно-обломочных, сформировавшихся в относительно глубоководных условиях.

3. Низкие концентрации ОВ отмечаются в глинах известковистых; известняках биокластовых, микритовых, доломитах глинистых, известковистых, накопление которых протекало в мелководных условиях (залив, лагуна, открытое море, реже – склоны карбонатных платформ) в нестабильном окислительно-восстановительном режиме.

4. С целью формирования устойчивых представлений о перспективах дополнительной извлечения УВ, а также нефтегенерационного по-

тенциала глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО, необходимо продолжать проведение комплексных лабораторных исследований на керновом материале

с максимальным отбором. Крайне важным является осуществлять единый отбор коллекции образцов для полного комплекса запланированных исследований. 

Литература

1. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г., Дубинин Б.А. Краткая характеристика возможных объектов для поисков «сланцевых» углеводородов в Беларуси. Гомель: Белоруснефть. 2014. 55 с.
2. Бескопильный В.Н., Халецкий А.В., Рыбалко И.П. Природные нефтегазоносные полукolleкторы Припятского прогиба. Гомель: Белоруснефть. 2013. 70 с.
3. Ступакова А.В. и др. Доманиковые отложения волго-уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112–124.
4. Махнач А.С. Москвич В.А., Кручек С.А., Урьев И.И. Органогенные постройки девона Белоруссии. Минск: Наука и техника. 1984. 236 с.
5. Вашкевич А.В. и др. Прогноз перспективных зон в отложениях доманикового типа на территории Волгоуральской НГП // Нефтяное хозяйство. 2018. № 1. С. 14–17.
6. Вторушина Э.А. и др. Геохимическая характеристика органического вещества межсолевых отложений северного блока Припятского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. 2020. № 5. С. 83–94.
7. Espitalie J. and Bordenave M.L., 1993. Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, pp 237-361.

UDC 553.982

P.P. Povzhik, PhD, Deputy Director General for Geology, Production Association Belorusneft¹, povzhik@beloil.by

A.A. Eroshenko, Head of Center for Core Processing, Research and Storage, BelNIPIneft², Production Association Belorusneft, a. eroshenko@beloil.by

E.A. Kaleichik, Lead Geologist of Center for Core Processing, Research and Storage, BelNIPIneft², Production Association Belorusneft, e. kaleichik@beloil.by

¹9 Rogachevskaya str., Gomel, 246003, Republic of Belarus.

²15a Knizhnaya str., Gomel, 246022, Republic of Belarus.

Assessment of the Prospects for Oil-and-gas-bearing of Low-permeability Clay-carbonate Rocks of the Intersalt Complex of the Pripyat Petroleum Basin

Abstract. Based on the results of a set of laboratory studies carried out on core material, stable criteria were identified for assessing the prospects for oil-and-gas-bearing of low-permeability clay-carbonate rocks of the inter-salt complex of the Pripyat OGA, formed in deep-water, transitional and shallow-sea conditions.

Keywords: Pripyat basin; oil-and-gas-bearing; intersalt complex; low permeable rocks; unconventional reservoir; core material; generation potential; sedimentary environments.

References

1. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G., Dubinin B.A. *Kratkaia kharakteristika vozmoznykh ob"ektov dlia poiskov «slantsevykh» uglevodorodov v Belarusi* [Brief description of possible targets for prospecting “shale” hydrocarbons in Belarus]. Gomel, Belorusneft Publ., 2014, 55 p.
2. Beskopyl'nyi V.N., Khaletskii A.V., Rybalko I.P. *Prirodnye neftegazonosnye polukollektory Pripiatskogo progiba* [Natural oil and gas semi-reservoirs of the Pripyat trough]. Gomel, Belorusneft Publ., 2013, 70 p.
3. Stupakova A.V. i dr. *Domanikovyie otlozheniia volgo-ural'skogo basseina – tipy razreza, usloviia formirovaniia i perspektivy neftegazonosnosti* [Domanikovye sediments of the Volga-Ural basin- types of section, conditions of formation and prospects of oil and gas content]. Georesursy [Georesursy], 2017, special issue, part 1, pp. 112–124.
4. Makhnach A.S. Moskvich V.A., Kruchek S.A., Ur'ev I.I. *Organogennnye postroiiki devona Belorussii* [Organogenic structures of the Devonian of Belarus]. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1984, 236 p.
5. Vashkevich A.V. i dr. *Prognoz perspektivnykh zon v otlozheniakh domanikovogo tipa na territorii Volgoural'skoi NGP* [Forecast of promising zones in sediments of the Domanik type on the territory of the Volgouralskaya oil and gas field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2018, no. 1, pp. 14–17.
6. Vtorushina E.A. i dr. *Geokhimicheskaia kharakteristika organicheskogo veshchestva mezhsolvevykh otlozhenii severnogo bloka Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina* [Geochemical characteristics of organic matter in intersalt deposits in the northern block of the Pripyat oil and gas basin]. *Geologiya nefli i gaza* [Geology of oil and gas], 2020, no. 5., pp. 83–94.
7. Espitalie J. and Bordenave M.L., 1993. Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, pp 237-361.



М.Ю. Зубков
канд. геол.-мин. наук
ООО «ЗапСибГЦ»¹
директор
РОО «Ядерно-геофизическое общество»
старший научный сотрудник
вице-президент
ZubkovMYu@mail.ru

Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе. Проблемы и пути их решения

¹Россия, 625002, Тюмень, ул. Сургутская, 11, корп. 4/9.

Некоторые крупные нефтяные компании приступили к разработке залежей нефти, присутствующей в составе бажено-абалакского комплекса (БАК). Однако в настоящее время отсутствует общепринятый руководящий документ, позволяющий осуществлять адекватный подсчет запасов в этом сложном в геологическом отношении объекте. Часть исследователей считает необходимым разделить баженовскую и абалакскую свиты и проводить подсчет запасов нефти в каждой из свит, другие настаивают на том, что считать запасы следует в обеих свитах, что аргументируется сложностью однозначного проведения границы между свитами, а также из-за широкого использования метода гидроразрыва пласта, в результате которого трещины гидроразрыва гарантированно проникают в осадки обеих свит. До сих пор нет однозначного представления о типах коллекторов, входящих в состав БАК и механизме их формирования, а также способах прогноза и выделения перспективных участков в пределах тех или иных месторождений, площадей и лицензионных участков, что затрудняет осуществление кондиционного подсчета запасов в пределах выбранных территорий. В статье обосновывается необходимость объединения баженовской и абалакской свит в единый подсчетный объект. Рассматриваются типы коллекторов, входящих в состав обеих свит и их коллекторские свойства, механизм их образования, критерии для осуществления локального прогноза перспективных для поисков нефтяных залежей участков в БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования, которые позволяют определить площадь прогнозируемых залежей УВ в БАК. Кроме того, на основе полученных экспериментальных данных рассматривается возможность образования наряду с органогенной также и неорганической («ювенильной») нефти в БАК

Ключевые слова: баженовская свита; абалакская свита; коллекторские свойства; типы коллекторов; потенциально-продуктивные пласты; тектоно-гидротермальные процессы; тектонофизическое моделирование; перспективные зоны

Получение в 1968–1969 гг. на Салымском месторождении высокодебитных притоков из баженовской свиты (БС), которая до этого считалась региональным флюидоупором и нефтематеринской свитой, поставила перед геологами-нефтяниками непростую задачу – разобраться с механизмом формирования в этих отложениях коллекторов и на этой основе осуществлять прогноз их распространения, а затем и подсчет запасов содержащихся в ней углеводородов.

Первоначально считалось, что коллекторами в БС являются листоватые аргиллиты или баженины (по терминологии И.И. Нестерова-старшего), емкостное пространство в которых сформировалось благодаря явлению флюидо-разрыва, связанного с генерацией исходным органическим веществом ($ОВ_{исх}$), входящим в состав свиты, жидких и газообразных УВ (Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари [4], Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев, Т.В. Петрова [6], С.Г. Краснов, Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев [15], И.И. Нестеров [17], В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов [21] и многие другие).

На большей части площади Западной Сибири БС находится в зоне нефтегенерации, поэтому, используя эту модель образования в ней вторичных коллекторов, следовало бы ожидать, что она должна быть почти повсеместно нефтеносной (за исключением периферийных районов), однако это совсем не так. Продуктивные скважины расположены в определенных локальных участках, причем даже соседние скважины, пробуренные на расстоянии порядка нескольких сотен метров от них, часто оказываются «сухими». Следовательно, этот механизм формирования коллекторов и УВ залежей в БС нельзя признать достоверным.

В это же время, сформировалось альтернативное представление, в соответствии с которым коллектор в БС относится к трещинному типу. Это представление основывалось на результатах испытаний БС, а именно на факте быстрого падения пластового давления в процессе испытания скважин (В.И. Белкин, Е.П. Ефремов, Н.Д. Каптелинин [1], Г.Э. Прозорович, А.П. Соколовский [19], Ю.А. Терещенко [22], Э.М. Халимов, В.С. Мелик-Пашаев [26] и др.). Однако это представление носило скорее декларативный характер, т.к. не позволяло осуществлять прогноз продуктивных зон и тем более, проводить подсчет запасов УВ в БС.

Несмотря на отсутствие общепринятого представления о типе или типах коллекторов в БС, в начале 80-х годов прошлого века была осуществлена первая попытка подсчета запасов в свите двумя крупными и во многом альтернативными организациями – Мингео и Мин-

нефтепромом. Ответственным от Мингео был «ЗапСибНИГНИ», а от Миннефтепрома – «СибНИИМП». Представленные в ГКЗ оценки запасов от этих организаций отличались в несколько раз, а потому не были утверждены в ГКЗ.

Оценки запасов в свите объемным методом предпринимались еще несколько раз, но также не были приняты в ГКЗ из-за отсутствия ясного представления авторами этих работ о коллекторских свойствах продуктивных интервалов, их мощности и площади распространения.

Были осуществлены также попытки оценить запасы УВ в БС методом материального баланса, но они также были отвергнуты в ГКЗ, т.к. оказалось, что часто новые скважины, пробуренные неподалеку от уже действующих, при их запуске в эксплуатацию резко снижали дебиты в уже действующих скважинах. А на первых скважинах, вскрывавших продуктивные зоны в БС, к сожалению, темпы падения давления от времени эксплуатации не фиксировались, поэтому метод материального баланса использовать не удалось.

Абалакская свита (АС) долгое время находилась «в тени» своей более знаменитой соседки, однако постепенно выяснилось, что карбонатные слои, входящие в её состав, также являются продуктивными. Причем в ряде случаев из них получают гораздо более значительные притоки, чем из БС, что особенно характерно для Красноярского месторождения.

Постепенное накопление геолого-геофизической и литолого-петрофизической информации позволило обосновать новые более адекватные представления о типах коллекторов в составе обеих свит, их происхождении и выделении по данным ГИС, сейсморазведки и тектонофизического моделирования [8, 9, 11]. Эти новые данные позволили не умозрительно, а на основе нового фактического (включая экспериментальный) материалов подойти к решению проблемы с подсчетом запасов в БАК.

Результаты исследований

Выделение в осадочном разрезе отложений БС по данным ГИС оказалось непростой задачей. Если верхнюю границу большинство исследователей выделяют достаточно уверенно (обычно по увеличению гамма-активности и росту электрического сопротивления), то с нижней границей все оказалось не так однозначно. Дело в том, что на границе БС и АС многими скважинами вскрывался сравнительно мощный карбонатный пласт (толщиной до 2,5 м), которому В.И. Белкин [1] присвоил индекс K_1 (коррелируемый слой 1). Именно из этого пласта в ряде скважин были получены высокодебитные при-

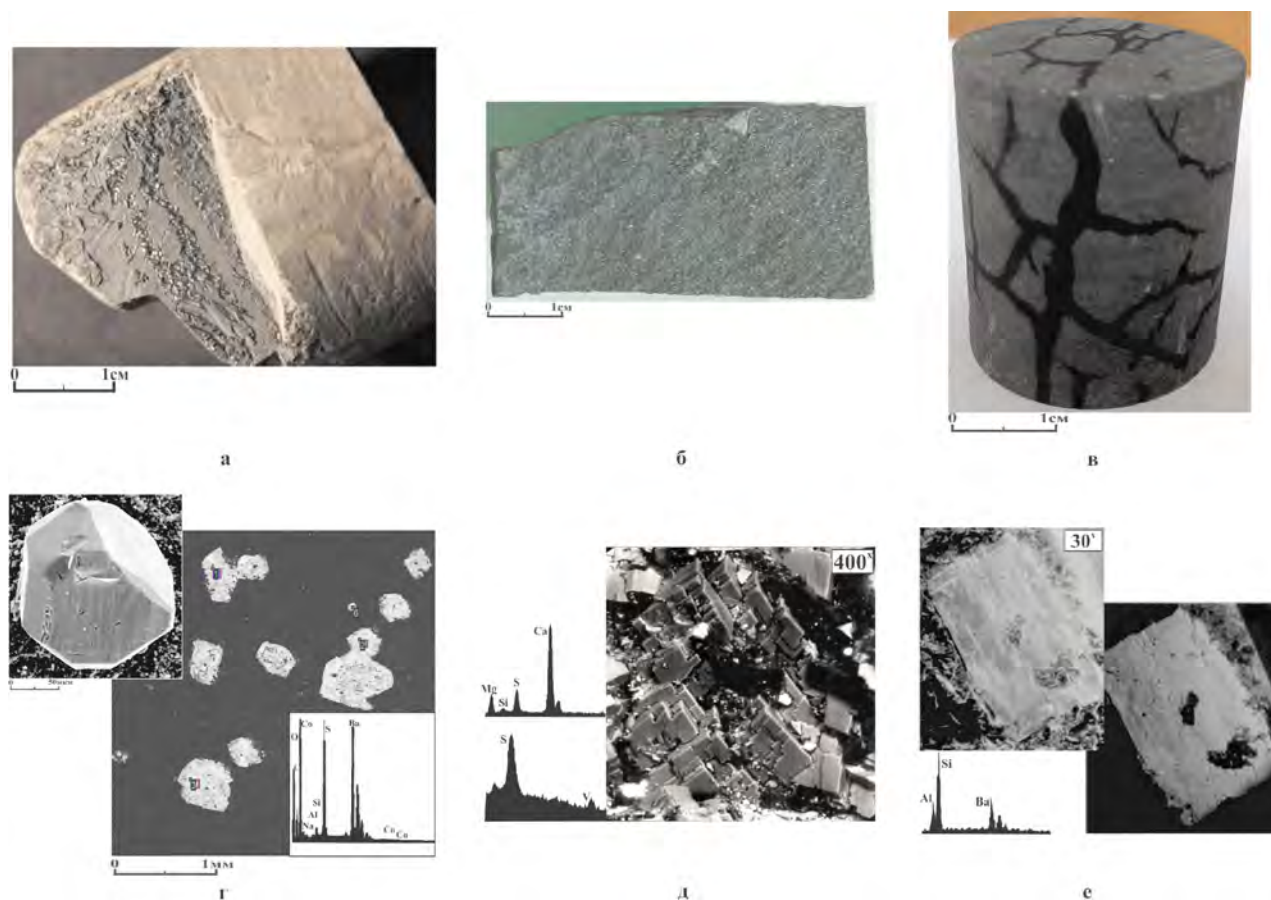


Рис. 1.

Фотографии трещиноватых силицитов (а – в) и снимки РЭМ поверхности трещин с образовавшимися на них гидротермальными минералами и тиобитумом (г – е): а – трещина, поверхность которой покрыта тонкой пленкой тиобитума; б – поверхность трещины, покрытой тиобитумом и мелкими кристаллами гидротермального кварца; в – образец с трещинами, насыщенными керосином; г – увеличенный фрагмент поверхности трещины с кристаллами барита и их элементный спектр; д – кристаллы гидротермального магнезиального кальцита с пленками ванадиеносного тиобитума на поверхности трещины и их элементные спектры; е – кристалл гармотома (и его элементный спектр), местами покрытый пленками тиобитума, снятый в обычном (слева) и КОМПО (справа) режимах

токи нефти и конденсата, поэтому оказалось принципиальным – к какой свите его отнести. Часть исследователей постаралась включить его в состав БС, другая – в АС, третьи предложили отнести этот пласт (чтобы избежать споров) к некоей переходной зоне. Правда, все равно при раздельном подсчете запасов в АС и БС возникают вопросы – к какой из свит его относить и где проходит нижняя граница баженновской свиты? Логичным представляется объединить две свиты в один подсчетный объект – БАК, чтобы избежать неопределенности в проведении границы между этими свитами, тем более что, как мы увидим позднее, формирование коллекторов в обеих свитах происходило в одно и то же время и имело одинаковое (тектонно-гидротермальное) происхождение [8, 9, 11]. Кроме того, при разработке верхнеюрских отложений активно применяется метод гидроразрыва пласта (ГРП), при котором высота формирующейся трещи-

ны составляет около 70–80 м, т.е. сопоставима с мощностью всего БАК, а не только БС.

При проведении подсчета запасов объемным методом в БАК кроме выделения интервала его залегания, т.е. его мощности, необходимо сделать следующее:

- установить типы коллекторов в его составе;
- установить их происхождение;
- оценить их емкостные свойства;
- оценить их мощность и площадь распространения;
- установить или спрогнозировать границы, в пределах которых в БАК формируются УВ залежи.

Начнем с типов коллекторов, присутствующих в составе БС и их происхождения. Первыми рассмотрим кремнистые разновидности пород-коллекторов, представленных *силицитами*, *радиоляритами* и *гидротермальными силицитами*.

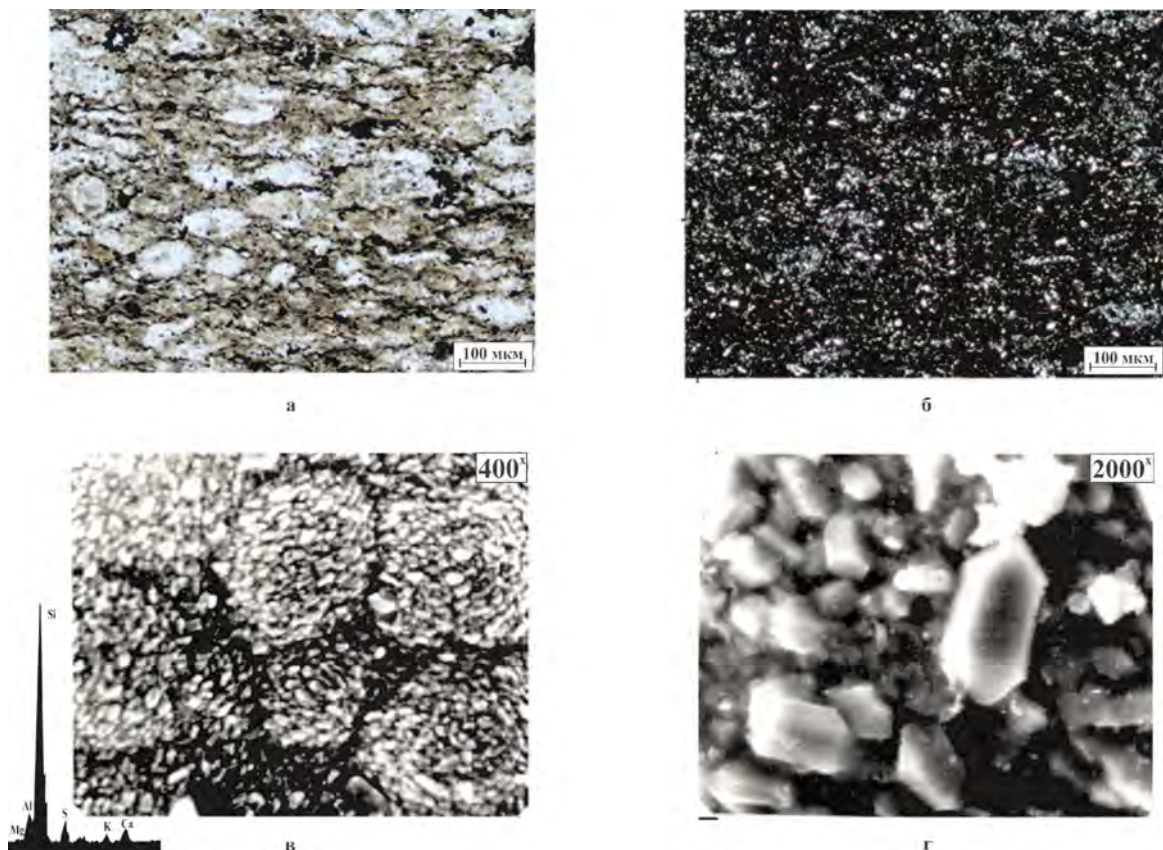


Рис. 2. Фотографии прозрачного петрографического шлифа силицита, снятого без (а) и с (б) анализатором, а также снимки РЭМ его поверхности при разных увеличениях с элементным спектром, полученным с его поверхности (в, г)

Силициты – широко распространенный тип пород в составе БС, сложенный преимущественно биогенным аутигенным кремнеземом, содержание которого превышает 60–70%. В этом типе пород в результате тектоно-гидротермального воздействия формируется вторичный коллектор трещинного типа (*рис. 1а–1в*). На поверхности возникших трещин часто отлагаются тонкие пленки термически преобразованного гидротермальными флюидами (ГФ), т.е. метаморфизованного, битума (Бит) с высоким содержанием серы (тиобитума) и мелкокристаллические эпигенетические минералы гидротермального происхождения, представленные кварцем, кальцитом, доломитом, баритом, ангидритом, гармотомом, каолинитом, диккитом и другими разновидностями, включая сульфиды (*рис. 1б, 1г–1е*). Часто Бит является цементом, скрепляющим отдельные раздробленные части образцов, из-за чего в процессе экстракции, т.е. удаления Бит из их порового и трещинного пространства, они разрушаются.

Силициты представляют собой микропролиты (продукты жизнедеятельности раков-эвфаузиид), питавшихся, скорее всего, преимущественно диатомеями. Микропролиты сложены очень плохо ограниченными микроско-

пическими кристаллами кварца, в которые под действием ГФ превратился исходный биогенный кремнезем, в порах между микрокристаллами кварца присутствует тиобитум (*рис. 2*) [8, 10, 11].

Пористость силицитов обычно не превышает 2–3%, и их массивные разновидности практически непроницаемы, только появление в них тектоногенной трещиноватости превращает их в коллектор трещинного типа (*рис. 1а–1в*). Трещинная «пористость» в силицитах, сохранивших свою целостность при изготовлении из них цилиндров, изменяется от 0,2 до 3,6% (в атмосферных условиях). В более хрупких разновидностях определить трещинную пористость проблематично, т.к. они, как правило, распадаются по этим трещинам на отдельные куски, и традиционным способом определяется пористость лишь их матрицы. Тем не менее, используя размеры образующихся на поверхности трещин кристаллов различных минералов, можно оценить раскрытость самых крупных трещин, которая в среднем составляет 0,05–0,2 мм (*рис. 1г–1е*).

Радиоляриты представляют собой псевдогранулярный коллектор, в котором роль зерен крупноалевритовой размерности играют раковинки радиолярий, а пустоты, расположенные между ними, заполнены битумом и углеводо-

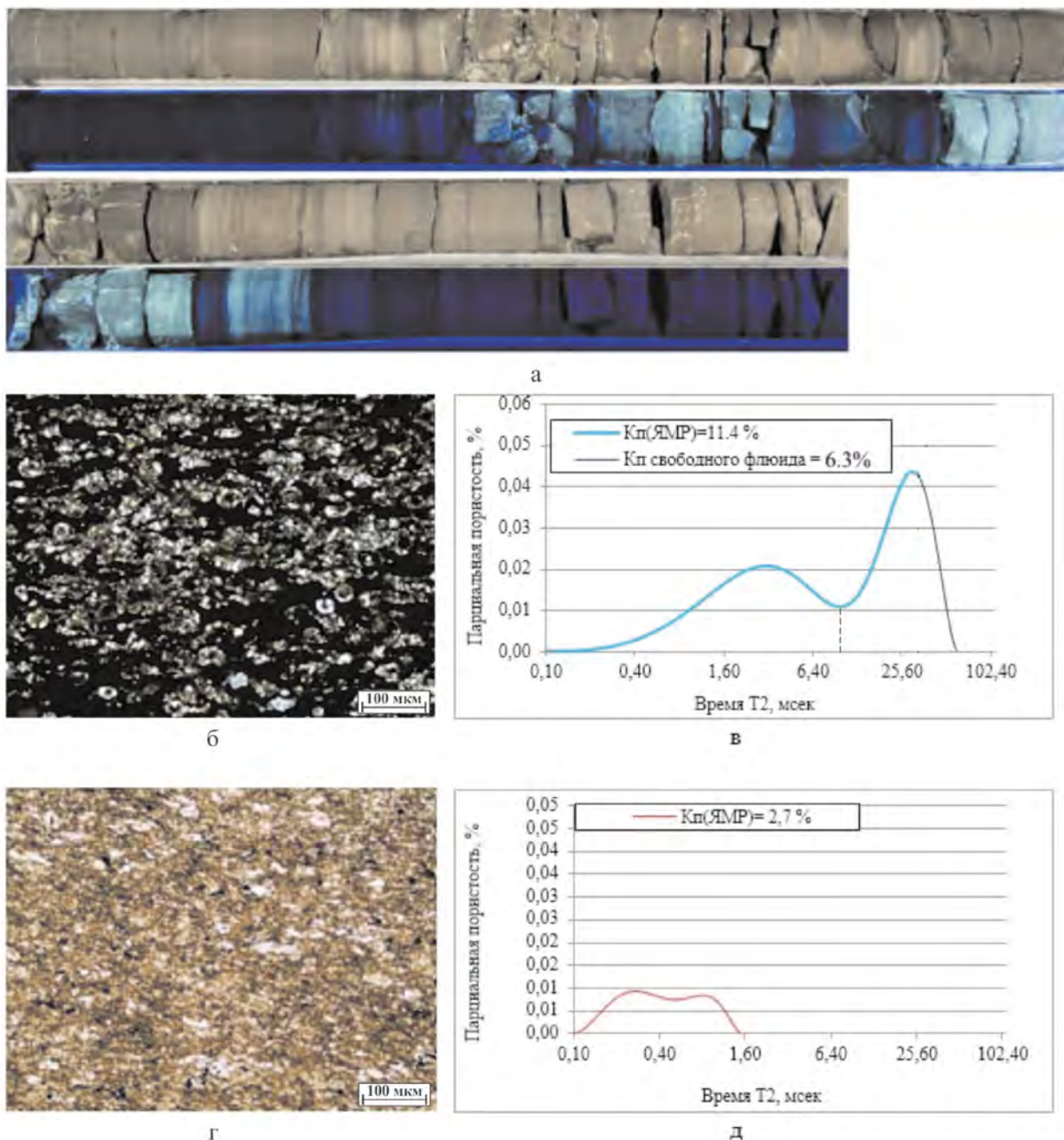


Рис. 3.

Фотографии полноразмерного ядра, представленного силицитами и радиоляритами, снятого в белом и ультрафиолетовом свете (а), снимки прозрачных петрографических шлифов (б, г) и их спектры ЯМР (в, д); участки, люминесцирующие в ультрафиолетовом свете сложены радиоляритами, остальные образцы ядра – силициты

родами (нефтебитумом по В.А. Скоробогатову). В отличие от силицитов, в которых коллекторы имеют вторичное (тектонно-гидротермальное) происхождение, в радиоляритах, наряду с вторичной трещинной емкостью, частично сохраняется первичная (седиментогенная) пористость.

На снимках, сделанных при ультрафиолетовом освещении, прекрасно видны интервалы, сложенные радиоляритами, поровое пространство в которых заполнено нефтебитумом, который ярко люминесцирует, и силицитами,

поровое пространство в которых занято метаморфизованным бит, который, напротив, не люминесцирует (рис. 3а, 3б, 3г). Различия в структуре порового пространства обоих разновидностей кремнистых пород хорошо видно на их спектрах ЯМР. Объем пор в радиоляритах, занятых УВ, достигает 10–12%, а в силицитах – не превышает и 3% (рис. 3в, 3д). Здесь, однако, следует обратить внимание на очень важное обстоятельство, которое заключается в следующем. Объем пор, занятых нефтебитумом в ра-

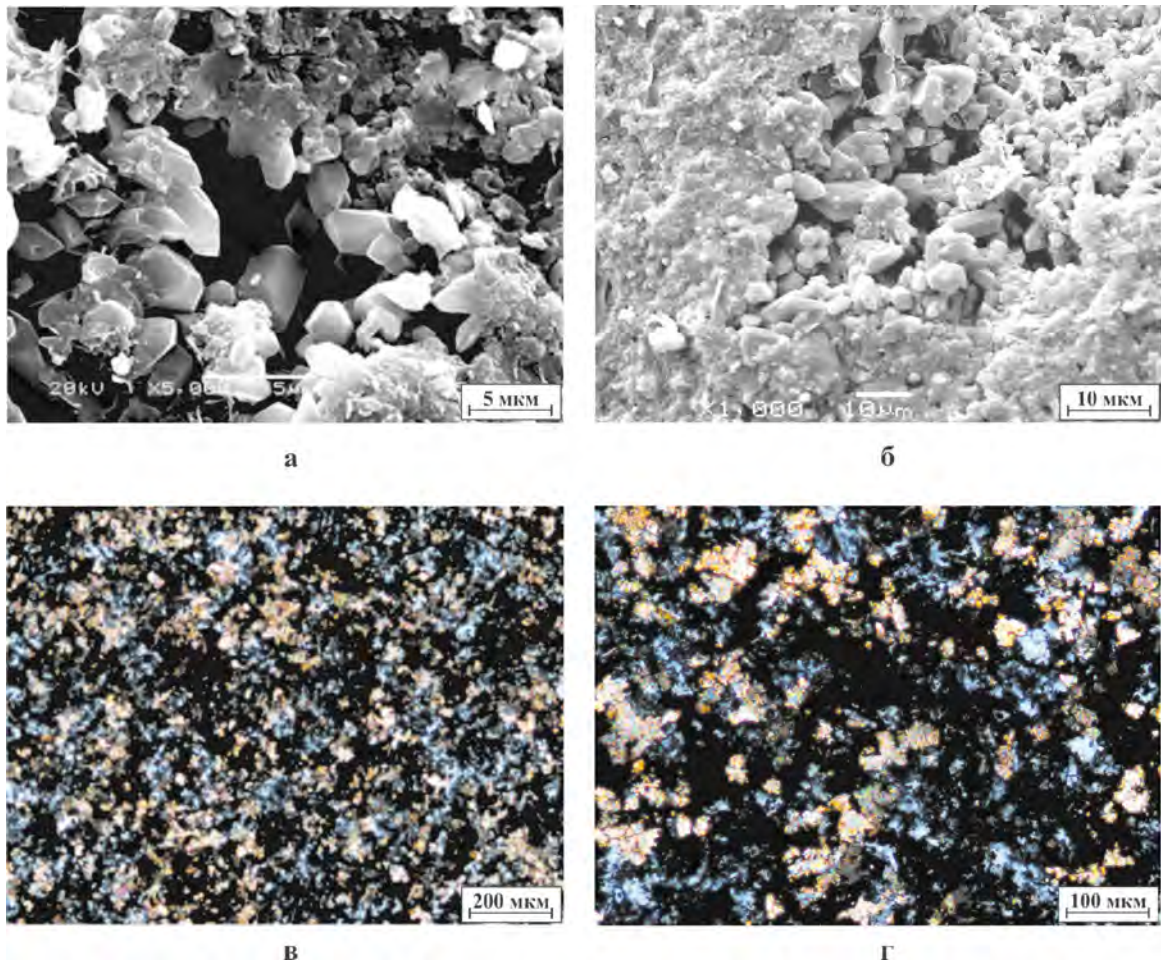


Рис. 4.

Снимки РЭМ гидротермальных силицитов (а, б) и фотографии прозрачных петрографических шлифов кремнисто-карбонатных пород (в, г), по которым они образуются в результате воздействия на эти породы кислых гидротермальных флюидов

диоляритах (на основе изучения его содержания в прозрачных петрографических шлифах с использованием специальной программы обработки видеоизображений), нередко достигает 26 и даже 28% (рис. 3б). Однако по результатам определения объема пор, занятого «подвижными» УВ, как было отмечено ранее (по данным ЯМР), он составляет всего 10–12%. Следовательно, доля этих «подвижных» или свободных УВ составляет не более 39–43% от всего порового объема, занятого нефтебитумом. Остальная основная часть порового пространства радиоларитов заполнена собственно самим Бит. Судя потому, что эти нефтеподобные УВ фиксируются с помощью метода ЯМР, они находятся в виде истинного раствора в составе нефтебитума. Позднее мы убедимся, что кроме истинного (т.е. молекулярного) раствора УВ в Бит существуют также и «твердые» растворы УВ в Бит.

Пожалуй, самым необычным вторичным коллектором в составе БС являются **гидротермальные силициты** (рис. 4а, 4б), образующи-

еся по кремнисто-карбонатным типам пород (рис. 4в, 4г). Они возникают в результате полного растворения кислыми ГФ карбонатной составляющей этих пород и последующей перекристаллизацией исходного биогенного кремнезема в мелкокристаллический кварц (рис. 4а, 4б). Формируется вторичный коллектор порово-микрокавернозного типа [8, 10].

Самые высокие фильтрационно-емкостные свойства имеют **карбонатные породы**, включая радиолариты, замещенные карбонатным материалом, подвергшиеся тектоно-гидротермальному воздействию. В них образуются вторичные коллекторы, относящиеся к трещинно-кавернозному типу (рис. 5а–5г). Этот тип коллектора формируется как в БС, так и в АС, причем в последней – это **единственный тип** вторичных коллекторов. Судя по размерам кристаллов гидротермального кварца, образовавшегося в кавернах, их раскрытость нередко достигает 1 см и более, что обеспечивает не только высокую пористость рассматриваемых вторичных коллек-

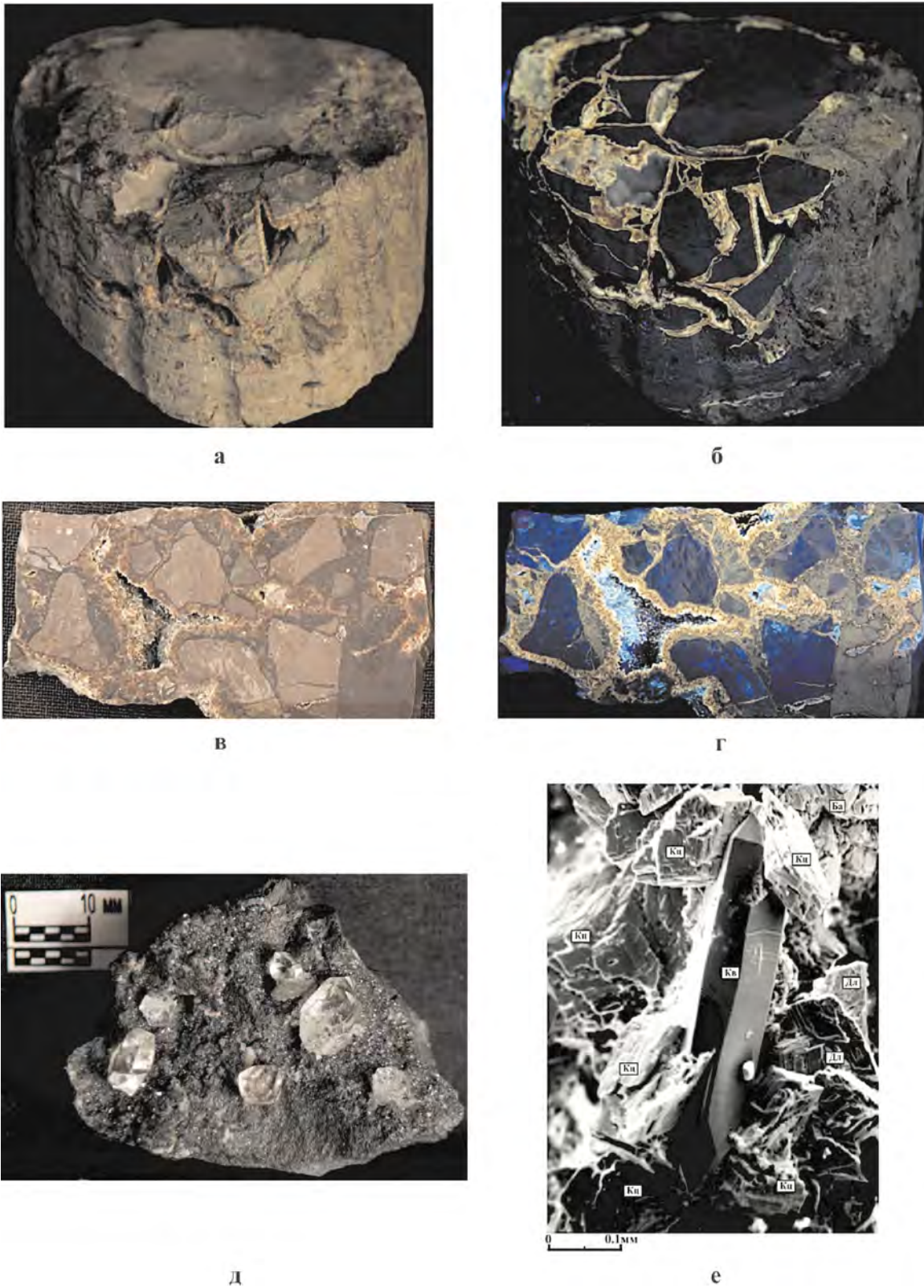


Рис. 5.
Фотографии полноразмерных образцов трещинно-кавернозных карбонатов, снятых в белом (а, в) и ультрафиолетовом (б, г) свете; снимок кавернозного карбоната, в котором на поверхности каверны, покрытой пленкой сильно метаморфизованного тиобитума, образовались кристаллы гидротермального кварца, также местами покрытые тонкими пленками тиобитума (д); снимок РЭМ другой каверны, на поверхности которой отложилась ассоциация гидротермальных минералов, представленных кварцем, кальцитом, доломитом и баритом (е); Ба – барит; Дл – доломит; Кв – кварц; Кц – кальцит

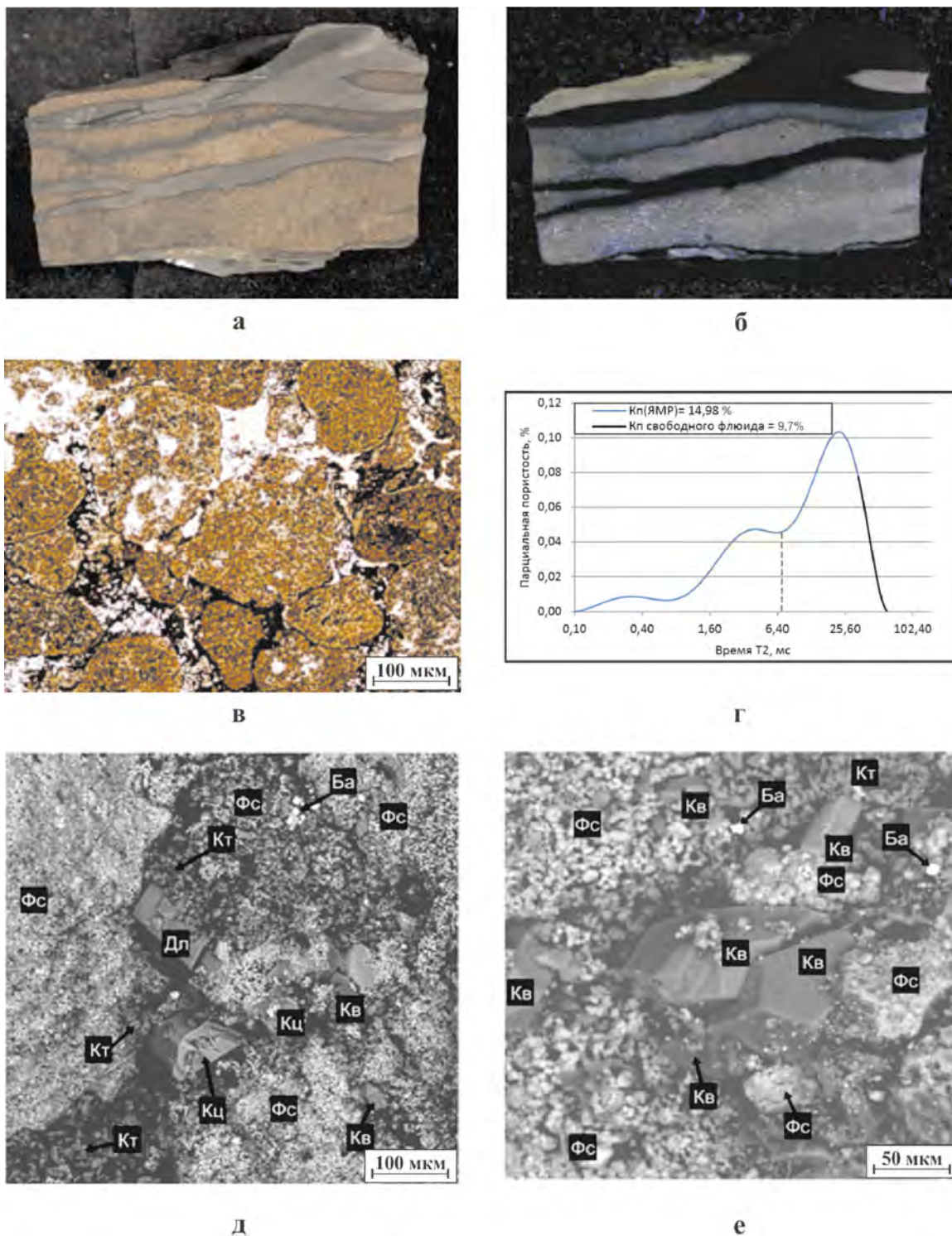


Рис. 6. Фосфоритовые копролиты в составе нижнетутлеймской подсвиты: а, б – фотографии полноразмерного образца с прослоями нефтенасыщенного фосфоритового копролита, снятые в «белом» и ультрафиолетовом свете, соответственно; в – снимок его прозрачного петрографического шлифа; г – его спектр ЯМР с выделенной областью свободного флюида (9,7%); д, е – снимки его поверхности с ассоциациями гидротермальных минералов, образовавшихся в его поровом пространстве, представленных баритом (Ба), доломитом (Дл), кварцем (Кв), каолинитом (Кт) и кальцитом (Кц), фосфатами (Фс)

торов, но и что очень важно – их чрезвычайно высокую проницаемость (рис. 5д, 5е). Определить их пористость в лабораторных условиях

довольно проблематично, т.к. при выбуривании цилиндров они раскалываются по трещинам на отдельные куски. Пористость трещинно-кавер-

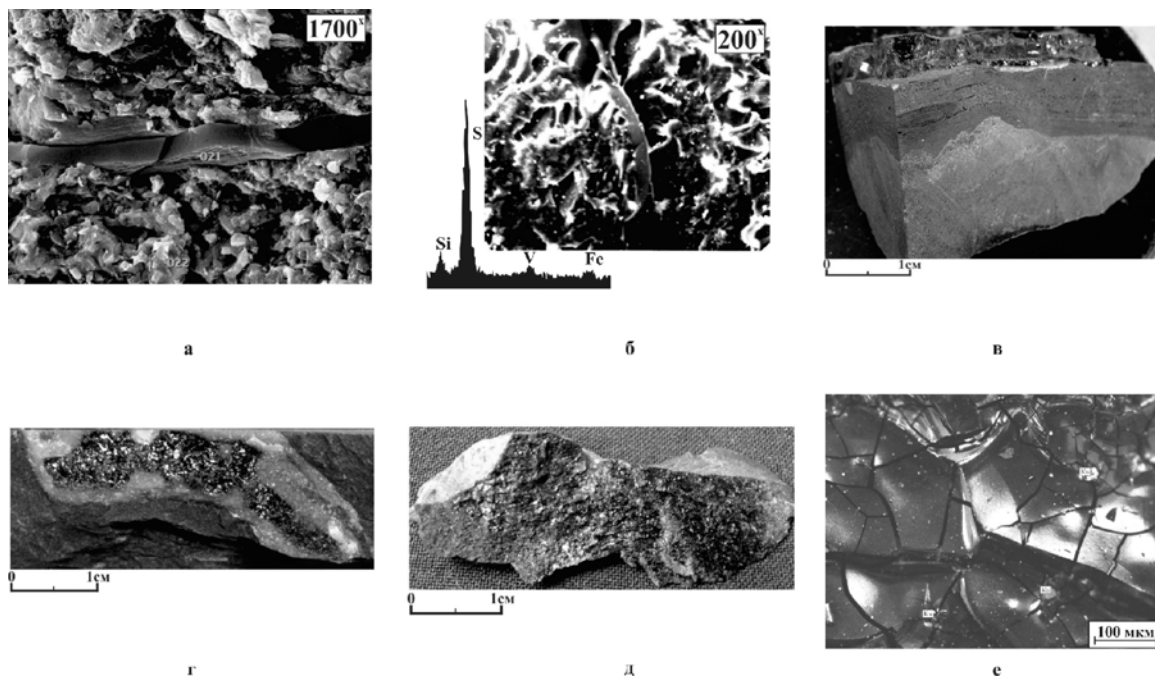


Рис. 7.

Битум в бажено-абалакском комплексе: а – микролинза битума; б – микроагрегат ванадиеносного тиобитума; в – битуминозный прослоек; г – битум вязко-пластичной консистенции; д – вязкий битум; е – битум твердо-хрупкой консистенции

нозных карбонатов в разрезе БАК (при условии их достаточной мощности) можно оценить с помощью данных ГИС. По результатам этих исследований пористость этого типа коллекторов достигает 10–15% (М.Ю. Зубков, М.И. Сосланд, 1995).

Существуют и другие, гораздо более редкие типы пород-коллекторов, например, **фосфоритовые копролиты**, встречающиеся в составе баженовской свиты, которые можно отнести к псевдогранулярному типу, как и рассмотренные ранее радиолариты (рис. 6а, 6б). Они обладают довольно высокой пористостью, достигающей почти 15% (рис. 6в, 6г).

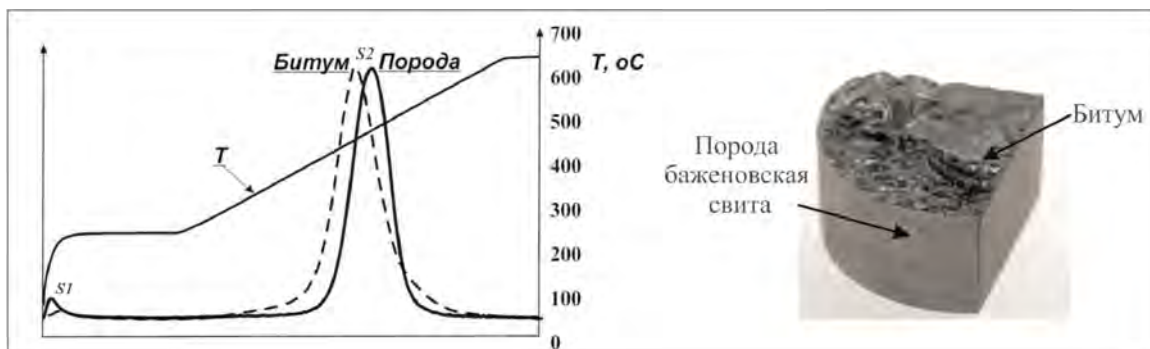
Фосфоритовые копролиты состоят из очень мелких сфер, сложенных мелкими зернами апатита, а в порах между самими копролитами присутствуют многочисленные кристаллы гидротермальных минералов, представленных баритом, доломитом, каолинитом (диккитом) и кварцем (рис. 6д, 6е). Часть порового пространства в них, как и в радиоларитах, занята метаморфизованным тиобитумом, хотя в этом типе коллекторов доля порового пространства, занятая Бит, заметно меньше, чем в радиоларитах (рис. 6в, 6д, 6е).

Многие исследователи полагают, что на стадии катагенеза вследствие превращения $ОВ_{исх}$ в нафтиды за его счет должна формироваться вторичная пористость [2, 4–6, 12, 15, 17, 21]. Однако почему-то литологические типы пород, содержащие в своем составе большое количество $ОВ$, напротив, обладают минимальной от-

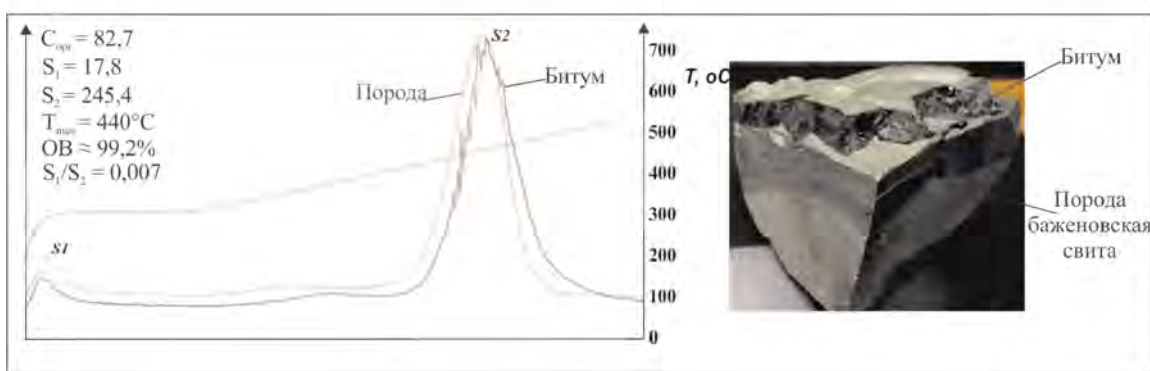
крытой пористостью [8, 9, 11]. Рассмотрим более подробно, чем объясняется этот феномен. При воздействии высокоэнтальпийных ГФ на $ОВ_{исх}$, входящее в состав БС, происходит генерация из него нафтидов, которые с известной долей условности можно представить как природную смесь жидких и газообразных УВ, а также гетеросоединений, представленных, главным образом, смолами и асфальтенами. Поскольку объем генерируемых $ОВ_{исх}$ нафтидов превышает его объем, то происходит флюидоразрыв этих пород, в результате чего наиболее подвижные жидкие и газообразные УВ, растворив в себе небольшую часть асфальто-смолистых компонентов, эмигрируют в ближайший коллектор. А вязкий или даже твердый остаток, представляющий собой Бит, заполняет пространство, которое до этого момента занимало $ОВ_{исх}$, превращая породы БС в **битуминозные отложения** [8, 10, 11].

В тех случаях, когда объем образовавшегося Бит превышает объем, который занимало $ОВ_{исх}$, он выделяется в виде самостоятельной фазы, имеющей вид микрослойков, заполняющих трещины флюидоразрыва. Причем эти прослойки имеют толщину от первых микрон до 5–6 мм (рис. 7а–7в) и консистенцию от вязко-пластичной до твердо-хрупкой (рис. 7г–7е).

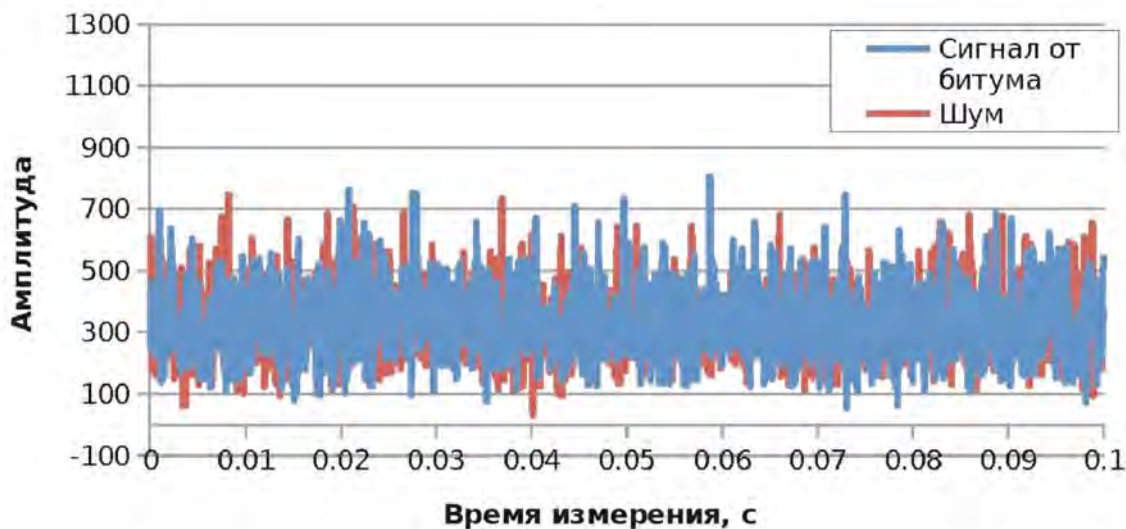
Консистенция образующегося из $ОВ_{исх}$ Бит зависит от температуры ГФ и, соответственно, содержания в нем, с одной стороны – асфальто-смолистых компонент, с другой – жидких УВ, находящихся в его составе в форме истинного или



а



б



в

Рис. 8.

Пирограммы битумов и образцов пород баженовской и тутлеймской свит, в которых они присутствуют (а и б, соответственно), а также спектры ЯМР битума и шума (в): а – баженовская свита (по данным В.Н. Меленевского, ИНГГ СО РАН); б – нижнетутлеймская подсвита, Пальяновская площадь; в – релаксационные кривые ЯМР сигнала от образца битума, представленного на предыдущем снимке, и шума

молекулярного раствора. Образцы, отобранные из наиболее высокотемпературных участков, содержат в своем составе маломощные линзы твердо-хрупкого Бит (*рис. 8а, 8б*). Важно отметить, что их пирограммы практически ничем не отличаются от пирограмм, полученных при пи-

ролизе самих образцов, в которых присутствуют эти линзы Бит. Этот факт однозначно подтверждает, что поровое пространство этих образцов заполнено тем же самым Бит, что присутствует в форме самостоятельных выделений в виде микролинз или прослоев. Как и следовало ожи-

дать, в составе рассматриваемых образцов Бит присутствует крайне мало УВ, о чем свидетельствует малоамплитудный пик S_1 (рис. 8а, 8б). Более того, на спектрах ЯМР их присутствие в составе Бит не обнаруживается (рис. 8в), из чего можно заключить, что это небольшое количество УВ присутствует в составе твердо-хрупких Бит в форме не истинных, а «твердых» растворов, и что в битуме отсутствуют поры, заполненные жидкими и/или газообразными УВ.

Возникает вопрос о фазовом составе нефти, образующейся в результате тектоно-гидротермального воздействия на $ОВ_{иск}$, входящего в состав БС. Ответить на него позволяет анализ микровключений, захваченных кристаллами кварца в процессе их роста из ГФ (пласт $КС_1$), в котором в виде эмульсии присутствовали капельки образовавшейся нефти. Эти включения состоят из трех фаз: пузырька газа, нефти желтого цвета и вязкого Бит почти черного цвета (рис. 9). Используя принцип Кавальери, несложно определить объемы, занимаемые этими фазами: газ – 15%, нефть – 47% и вязкий Бит почти черного цвета – 38% (рис. 9).

При нагревании этих включений гомогенизация жидкой и газообразной фаз происходила в интервале температур 230–260 °С. Темная вязкая фаза (Бит) не гомогенизировалась и при нагревании до 330 °С [10, 11]. При более высоких температурах включения просто взрывались, поэтому температуру полной гомогенизации всех трех фаз определить не удалось, но можно предположить, что температура ГФ была выше 330 °С. Присутствующий во включениях Бит аналогичен тому, что выделился на поверхности трещин и каверн вместе с гидротермальными минералами (рис. 1, 2, 5д) и в виде самостоятельной фазы (рис. 7, 8а, 8б).

Очевидно, что основная часть вторичной пористости, образовавшейся в результате превращения $ОВ_{иск}$ в нафтиды, как уже отмечалось ранее, оказалась заполненной Бит. Кроме того, битуминозные разновидности пород, слагающих БС, обладают слабыми прочностными свойствами и легко уплотняются под действием литостатического давления, поэтому жидкие и газообразные продукты энергично эмигрируют из них в ближайшие породы-коллекторы. Эти породы-коллекторы имеют карбонатный (известняки, доломиты) и кремнистый (силициты, радиоляриты) составы. Вторичная емкость, сформировавшаяся в них благодаря тектоно-гидротермальному воздействию, представлена, главным образом, трещинами и кавернами, которые наряду с Бит оказались заполненными образовавшейся нефтью и газом (рис. 1–5). Поэтому коллекторами в БАК в участках, подвергав-

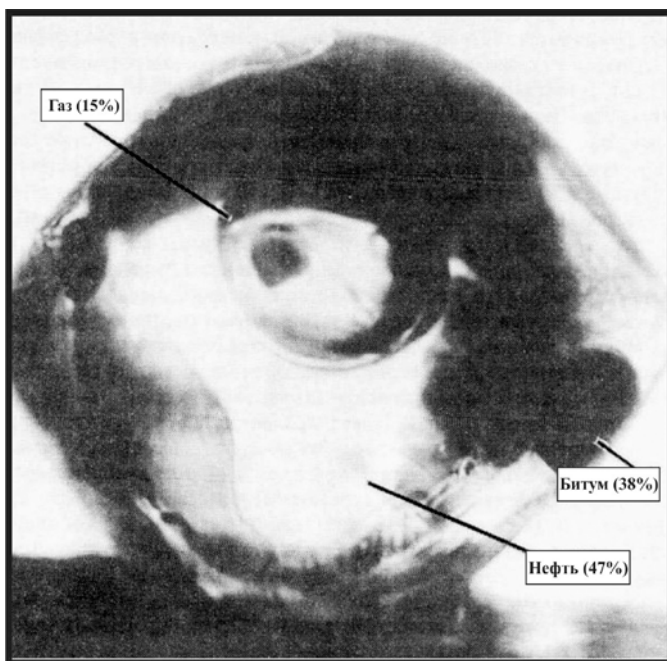


Рис. 9. Газово-жидкое включение в кристалле гидротермального кварца (пласт $КС_1$, Салымское месторождение)

шихся тектоно-гидротермальному воздействию, могут быть преимущественно кремнистые и/или карбонатные литологические типы пород, названные автором потенциально продуктивными или сокращенно ППП (Зубков, 2001).

Таким образом, литологические типы пород, входящие в состав БАК, можно условно разделить на два основных типа: породы-генераторы нафтидов и породы-коллекторы. С целью оперативного определения класса, к которому относится тот или иной образец, можно использовать пиролитический метод. Породы-генераторы характеризуются малоамплитудным пиком S_1 и, наоборот, высокоамплитудным пиком S_2 (рис. 10а). По мере улучшения коллекторских свойств образцов и увеличения в их поровом пространстве УВ и, соответственно, снижения концентрации Бит наблюдается постепенный рост амплитуды пика S_1 и, напротив, уменьшение амплитуды пика S_2 (рис. 10б – 10г).

На границе пород-генераторов и коллекторов часто наблюдается образование маломощной зоны, обогащенной Бит, образовавшимся в первых, и постепенная пропитка порового пространства вторых темно-коричневым Бит (рис. 11). В возникших в результате тектоно-гидротермального воздействия микрокавернах и трещинах отмечаются мелкие кристаллы гидротермального кварца, кальцита, а также многочисленные агрегаты порового каолинита (диккита), пропитанные Бит (рис. 11в, 11г).

Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения, сформировавшиеся

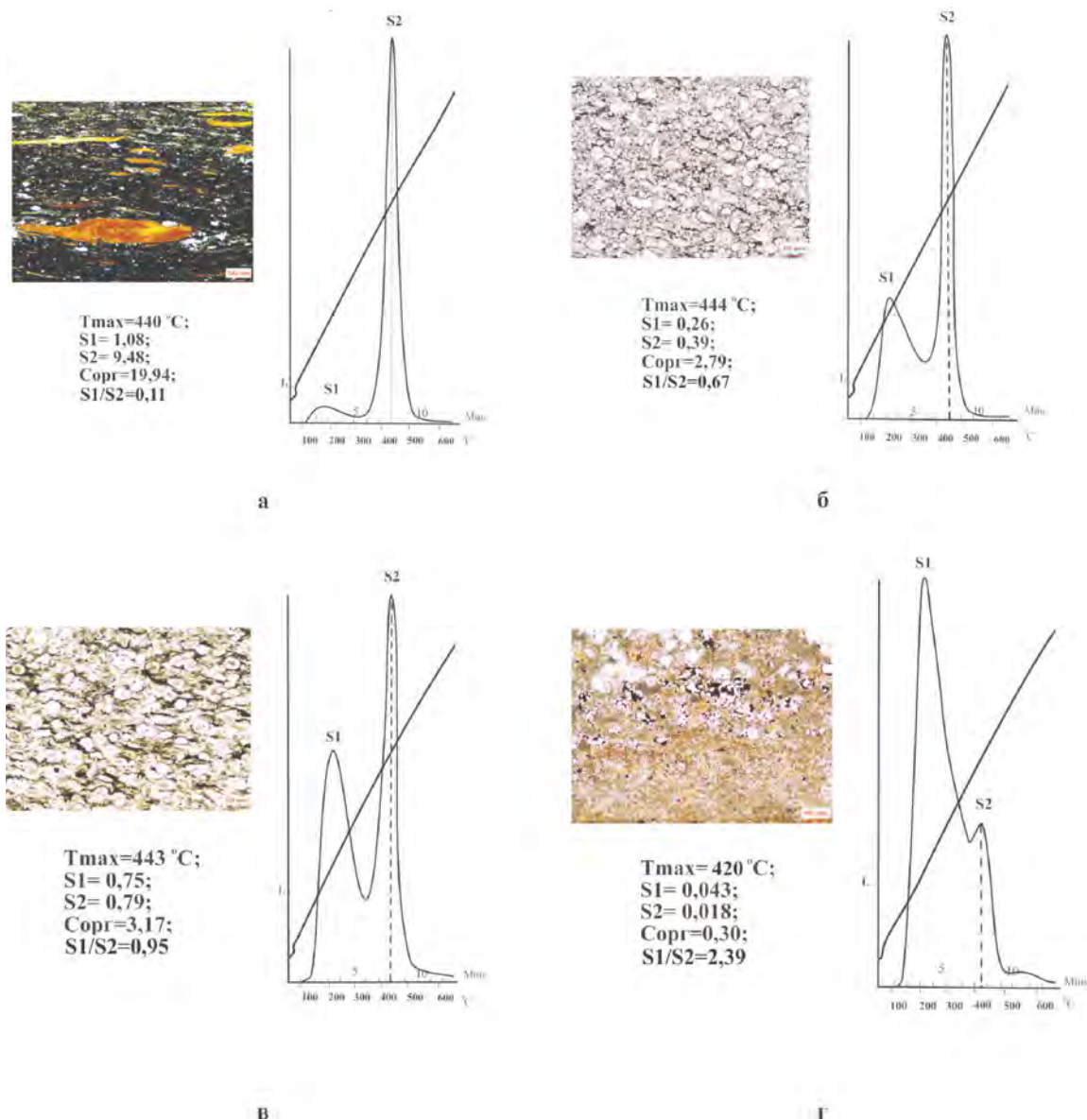


Рис. 10.
Литолого-пиролитические характеристики различных типов пород в составе баженовской свиты Маслиховского месторождения: а – битуминозный кремнистый аргиллит с ихтиодетритом; б – карбонатный радиолярит; в – радиолярит; г – кремнистый известняк (S_1 и S_2 в мгУВ/г породы)

в БС часто практически полностью оказываются заполненными Бит, или нефтебитумом (**рис. 11д, 11е**). Вторичным коллекторам тектоно-гидротермального происхождения, возникшим в АС, «повезло» больше, т.к. основная часть вязко-пластичного и твердо-хрупкого Бит, образовавшегося из $ОВ_{иск}$, входившего в состав БС, осталась в ней, а в АС эмигрировали наиболее подвижные нафтиды, представленные газонасыщенной баженовской нефтью.

В последнее время при подсчете запасов в БАК и в первую очередь – в БС широкое распространение приобрел пиролитический метод исследования. Рассмотрим более подробно возможности этого метода.

Считается общепринятым, что первый пик S_1 состоит из свободных и адсорбированных УВ, выделяющихся при первой температурной задержке (300 °C), а более высокотемпературный пик S_2 (температурная задержка при 600 °C) отвечает остаточному генерационному потенциалу $ОВ$, входящему в состав анализируемого образца.

Начнем рассмотрение с пирограммы породы-коллектора, представленной кремнистым известняком (**рис. 12а**). Судя по результатам капельной хроматографии (узкое светлое кольцо) и форме пирограммы, основная часть нафтидов представлена УВ масляной фракции и более легкими УВ фракциями, входящими в состав

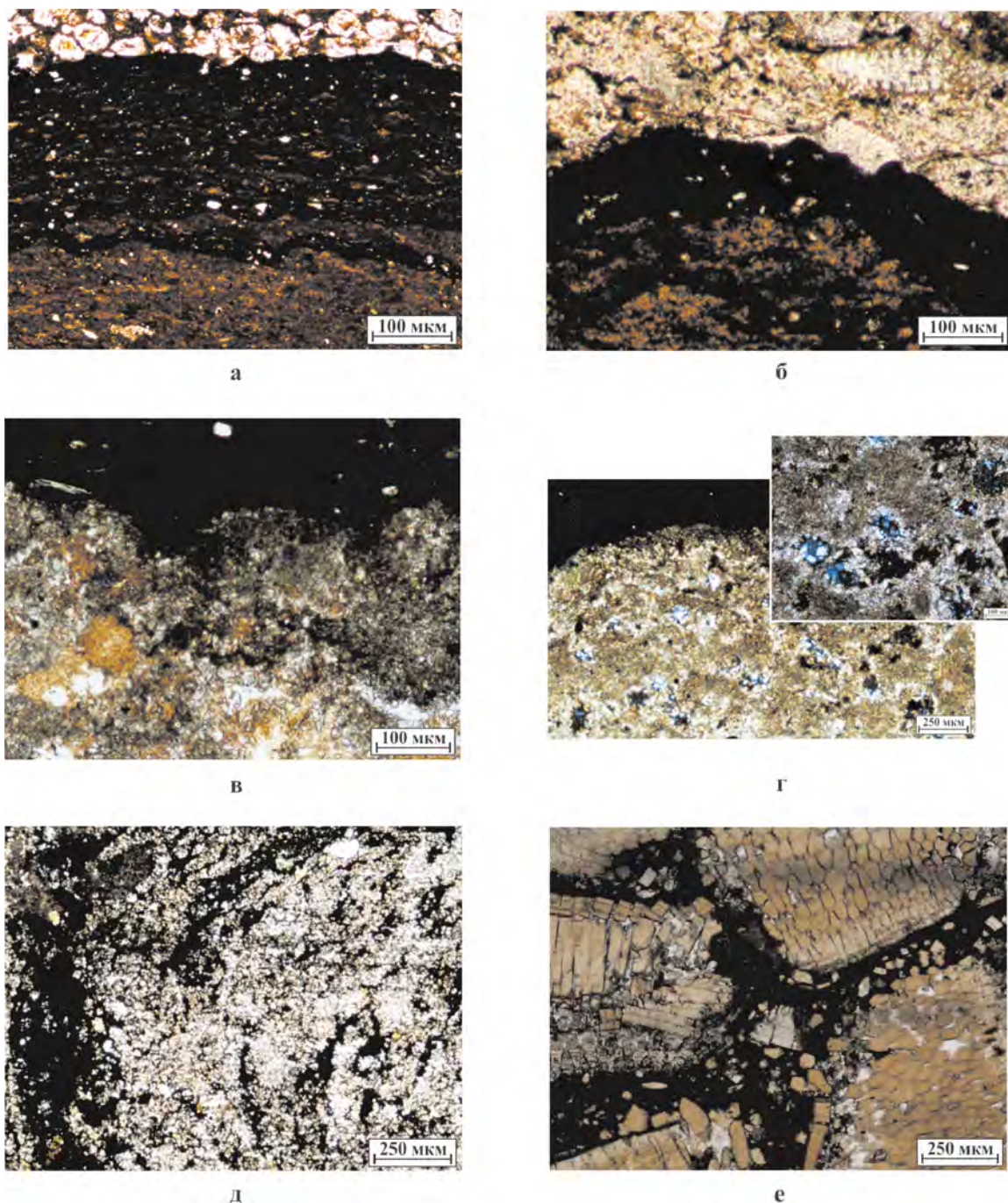


Рис. 11.

Фотографии петрографических шлифов с контактами пород-генераторов и пород-коллекторов (а – в) и параавтохтонного битума, заполняющего пустотное пространство в трещиновато-микрокавернозном известняке (д) и ракушнике (е)

пиков S_1 и S_2^0 с небольшой примесью гетеросоединений, слагающих Бит, входящих в состав еле заметного пика S_2 (рис. 12а). Величина $T_{max'}$ определенная в этом образце по положению пика S_2^0 , составляет всего 317 °С. Судя по величине $C_{орг}$, можно заключить, что в этом образце присутствуют только аллохтонные нафтиды или иными словами – баженовская нефть.

Следующий образец также представлен породой-коллектором (это также кремнистый из-

вестняк), но в ней гораздо больше аллохтонных нафтидов ($C_{орг} = 6,0\%$), и их состав заметно отличается от состава предыдущего образца. Судя по результатам капельной хроматографии и форме пирогаммы, в составе нафтидов этого образца присутствуют средне-молекулярные УВ, включая масляную фракцию (пики S_1 и S_2^0) и довольно много гетеросоединений, входящих в состав Бит, которые наиболее интенсивно разлагаются при $T_{max'}$ равной 436 °С (рис. 12б).

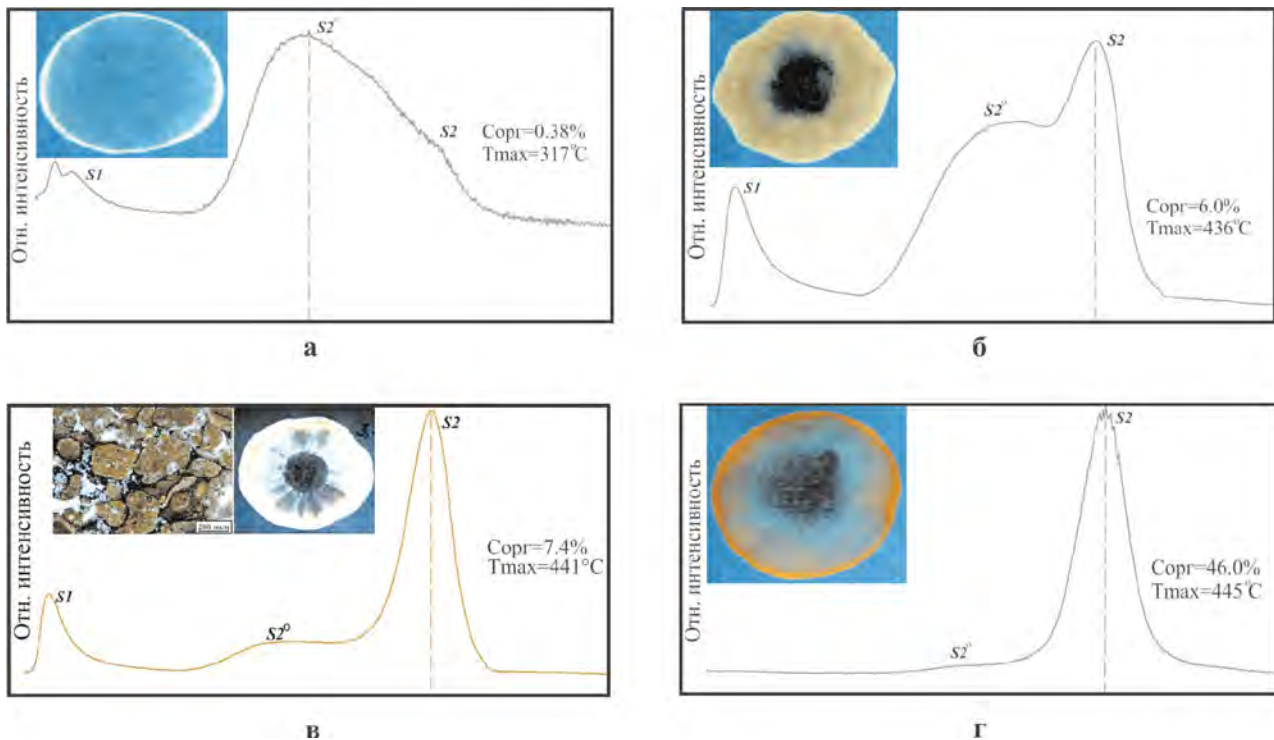


Рис. 12.

Пирограммы и результаты капельной хроматографии образцов, отобранных из нижнетурлеймской подсвиты с различным содержанием в них нефти и битума Ем-Еговская (а, б, г) и Пальяновская (в) площади: а, б – кремнистые известняки; в – фосфоритовый копролит; г – глинистый силицит сильно битуминозный

Третий образец – это также коллектор, который представляет собой фосфоритовый копролит, рассмотренный ранее (рис. 6). В этом образце, судя по его капельной хроматограмме и форме пирограммы, наряду с УВ, имеющими различный молекулярный вес (пики S_1 и S_2^0) присутствует большое количество гетеросоединений (Бит), которые хорошо видны на фотографии петрографического шлифа (рис. 12в). Основная часть аллохтонных нафтидов (нефтебитумов), присутствующих в поровом пространстве этого образца, представлена Бит, причем температура, при которой наблюдается максимально интенсивное их разложение, составляет уже 441 °С (рис. 12в).

Последний образец представляет собой породу-генератор нафтидов (сильно битуминозный глинистый силицит), в котором $C_{\text{орг}}$ составляет 46% (рис. 12г). Судя по результатам капельной хроматографии и форме пирограммы, автохтонные нафтиды представляют собой очень слабо растворимый в хлороформе Бит (узкое кольцо оранжевого цвета на капельной хроматограмме), состоящий из гетеро-соединений (асфальто-смолистых компонентов) с небольшой примесью УВ масляной фракции (малоамплитудный пик S_2^0 на рис. 12г). Следует обратить внимание на то, что T_{max} , при которой наблюдается наиболее интенсивный термолиз Бит, в этом образце

составляет уже 445 °С. Таким образом, нафтиды и, в частности Бит, присутствующий в поровом пространстве пород-генераторов и коллекторов, в зависимости от его состава, т.е. содержания в нем УВ, асфальто-смолистых и других компонентов обладает соответствующей величиной T_{max} . Чем выше была температура высокоэнthalпийного ГФ, проникавшего в БАК, тем значительно происходила трансформация образующихся из $OB_{\text{исх}}$ нафтидов, что в первую очередь отражалось на составе автохтонного (остаточного) Бит, в котором сохранялись лишь самые устойчивые к высокой температуре асфальто-смолистые и прочие компоненты (карбены, карбоиды и т.п.). По этим признакам этот Бит можно отнести к классу керитов [13]. Полученные результаты свидетельствуют о том, что на качественном уровне можно оценить величину температуры ГФ, действовавших на $OB_{\text{исх}}$, а именно – чем выше была температура ГФ, действовавших на породы БАК, тем более высокие значения T_{max} на пирограмме имеет пик S_2 , при которой происходит термолиз автохтонного Бит, оставшегося в породе-генераторе.

Чтобы доказать возможность образования Бит из $OB_{\text{исх}}$ в результате воздействия на него гидротерм, были проведены эксперименты с ГФ, имевшими температуру от 215 до 400 °С при давлении 70 МПа. Этот диапазон температур

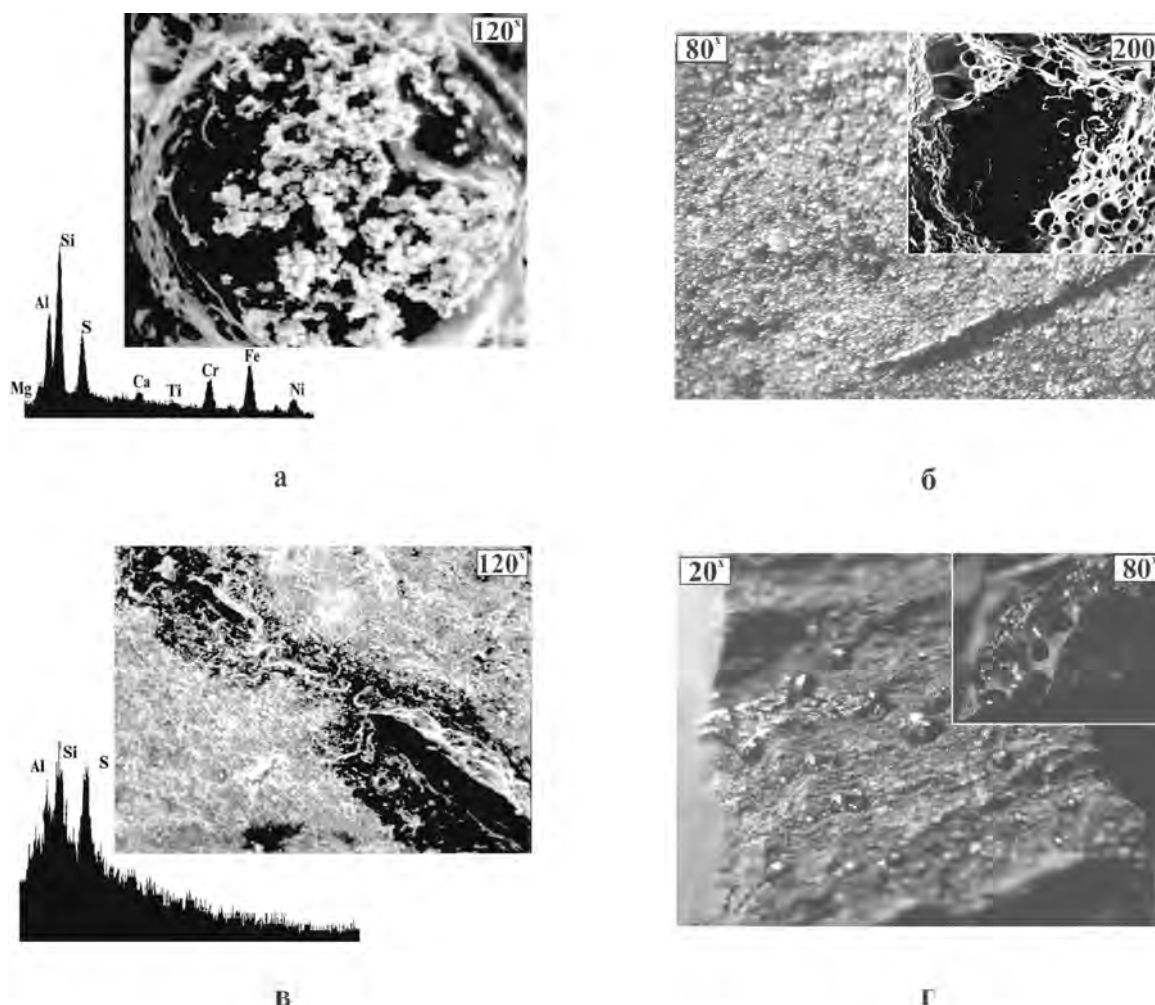


Рис. 13. Фотографии поверхности образцов после воздействия на них гидротермальных флюидов, имевших различную температуру и давление 70 Мпа: углисто-алевритистый аргиллит: 275 °С (а), 290 °С (б); 360 °С (в); углистый аргиллит – 390 °С (г), элементные спектры получены с битуминозных участков

был выбран в соответствии с установленными температурами гомогенизации микровключений нафтидов в кристаллах гидротермального кварца, отобранного из пласта КС₁ на Салымском месторождении (рис. 9). Для опытов были отобраны образцы, не подвергавшиеся воздействию ГФ, т.е. в пределах участков с нормальным геотермическим градиентом. Проведенные гидротермальные эксперименты подтвердили возможность генерации Бит, а также жидких и газообразных УВ в результате воздействия на них ГФ (рис. 13).

В эксперименте с углистым алевритом, выполненном при T = 275 °С, из ОВ_{исх} образовались капли тиобитума, на поверхности которых отложились многочисленные агрегаты гидротермального железистого хлорита (рис. 13а).

В следующем эксперименте, проведенном при T = 290 °С с углистым аргиллитом, наблюдалось образование многочисленных капелек и протяженных тел Бит, а на увеличенном фраг-

менте (на врезке) хорошо видны многочисленные мелкие полости от выделившихся из него летучих продуктов гидропиролиза (рис. 13б).

В гидротермальном эксперименте с углисто-алевритистым аргиллитом (T = 360 °С) на его поверхности образовались пленки вязко-пластичного тиобитума в результате акватермолиза ОВ_{исх} (рис. 13в). Превращение ОВ_{исх} в тиобитум привело к образованию протяженных полостей на поверхности образца.

В эксперименте с углистым аргиллитом, проводившемся при T = 390 °С, на его поверхности из ОВ_{исх} образовались многочисленные капельки Бит, в которых также присутствует большое количество микрополостей, из которых выделялись жидкие и газообразные УВ (рис. 13г). Иными словами, ОВ_{исх}, входящее в состав слабо катагенетически преобразованных пород, при воздействии на них высокоэнталийных ГФ, обязательно превращается в Бит различной консистенции (рис. 13).

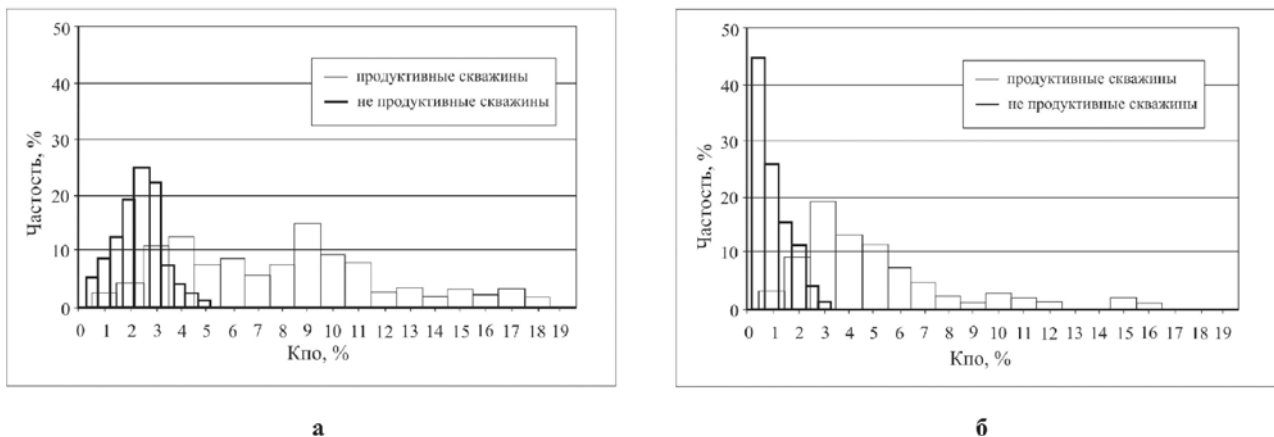


Рис. 14. Распределение значений пористости в образцах, отобранных из продуктивных и непродуктивных скважин Красноленинское (а) и Салымское (б) месторождения

Важно отметить, что при проведении пиролитических исследований превращение $OB_{исх}$ в Бит и летучие УВ наблюдается в том же температурном диапазоне, что и выделение УВ из образцов при первой температурной остановке ($T = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Результаты, полученные благодаря пиролитическим исследованиям и гидротермальному моделированию, позволяют дать более адекватную интерпретацию данным, получаемым с использованием пиролитического метода при подсчете запасов нефти в БАК. Они заключаются в следующем:

Появление на пирограмме пика S_1 может быть обусловлено, как минимум, тремя основными причинами:

- процессом превращения исходного (слабо метаморфизованного) $OB_{исх}$ в Бит;
- испарением из Бит УВ, находящихся в нем в виде «твердого» или истинного (молекулярно-го) раствора (аутигенные УВ);
- выделением «свободных» УВ (аллотигенного происхождения) из пустот пород-коллекторов, которые в составе БАК представлены кремнистыми, карбонатными и переходными между ними разновидностями пород (ППП).

Полученные данные позволяют сделать заключение, что пик S_2^0 , присутствующий на пирограммах, свидетельствует о наличии в анализируемых образцах преимущественно аллохтонных нафтидов с высоким содержанием в их составе сравнительно тяжелых УВ (масляной фракции), а также низкомолекулярных смол (типа бензолных) [8, 10, 11].

На пирограммах любых типов пород (нефтематеринских и/или коллекторов), находящихся на **любой стадии катагенеза**, пик S_2 **всегда** соответствует процессу термодеструкции Бит и входящих в его состав гетеросоединений, т.к. при нагреве образцов до температур около

$215\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше, все породы, содержащие в своем составе OB ($OB_{исх}$, автохтонные или аллохтонные нафтиды, включая нефть), обязательно проходят стадию битумообразования. Конечно, если эти породы до этого еще не подвергались воздействию высокоэнтальпийных ГФ, что могло привести к превращению $OB_{исх}$ в Бит, как это произошло на Салымском, Красноленинском, Маслиховском, Ай-Пимском и других месторождениях, где отмечаются аномально высокие современные пластовые температуры.

Завершая рассмотрение геохимических аспектов, касающихся подсчета запасов нефти в БАК кратко остановимся на терминологии, используемой в работах исследователей, посвященных этой теме, т.к. нет однозначного общепринятого понимания, что эти термины обозначают.

Битум (Бит) имеет несколько различных значений, поэтому, чтобы избежать путаницы и неверного понимания, излагаемого в настоящей публикации материала, договоримся, что под Бит понимается эпигенетическое его происхождение по отношению к вмещающей его породе (т.е. этот термин имеет **генетическое** содержание). Если он образовался из $OB_{исх}$, содержащегося в этой же породе, то это автохтонная разновидность Бит, которая, характерна для БС. Растворимость в органических растворителях не является его обязательным признаком [Геологический словарь, Т.1, 1973]. То есть в настоящей публикации под термином Бит понимается эпигенетический продукт, образующийся именно из $OB_{исх}$ БС и не являющийся производным от нефти, как это понимается в других трактовках этого термина. Бит может быть жидким, вязким и твердым, что зависит от его состава (содержания и соотношения в нем УВ, смол, асфальтенов, карбенов, карбоидов и др.). В участках, подвергавшихся тектоно-гидротермальному

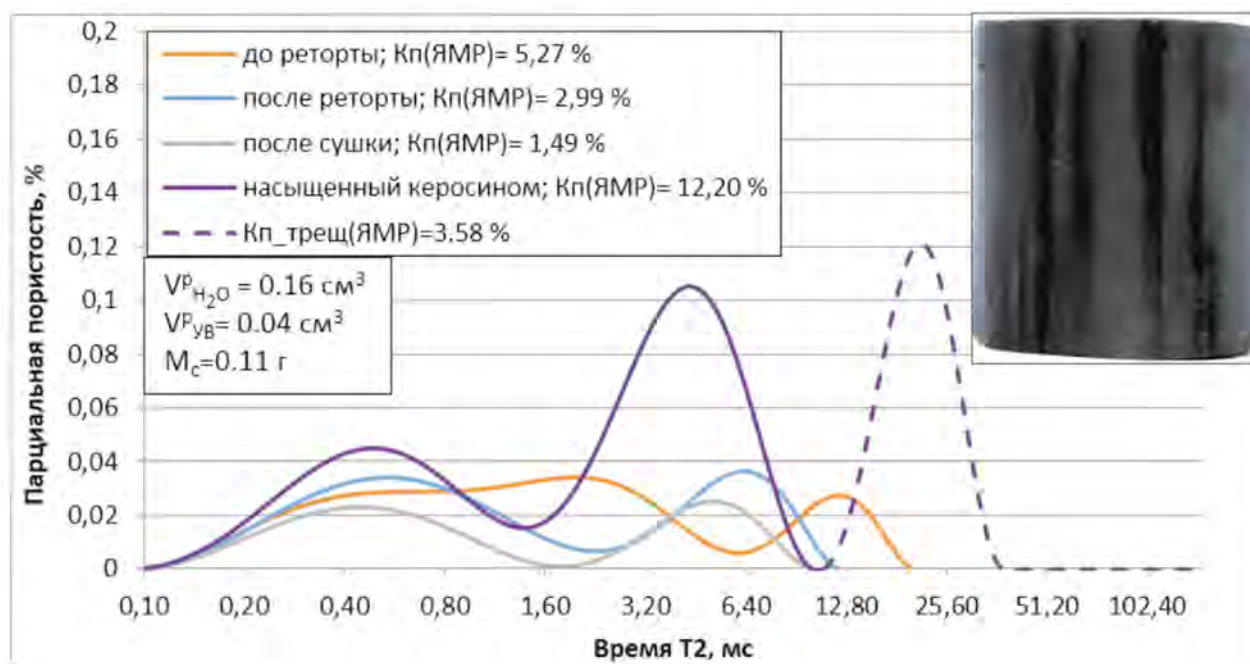


Рис. 15.

Спектры ЯМР битуминозного кремнистого аргиллита до и после сушки (250 °С) и последующего насыщения его керосином (Каменная площадь, баженовская свита); на врезке приведена фотография этого же образца, насыщенного керосином, на которой хорошо видны трещины, выделяющиеся темно-серым цветом

воздействию, все $OB_{исх}$, входившее в состав БАК превращается в Бит. Чем выше температура ГФ, тем значительнее термическое преобразование образующегося из него Бит, выражающееся в том, что, потеряв основную часть газообразных и жидких УВ, а также растворенных в них асфальто-смолистых компонентов, он приобретает твердую и/или хрупкую консистенцию (рис. 1а, 1б, 1д, 1е, 5д, 7, 8а, 8б, 11). Такой битум на пирограммах имеет высокие значения T_{max} , очень маленький пик S_1 (или он вовсе отсутствует) и сравнительно большой по амплитуде пик S_2 .

Битумоиды – это **аналитический** термин. Под этим термином подразумеваются органические соединения, растворимые в том или ином органическом растворителе. В зависимости от типа растворителя они могут быть хлороформными, бензольными, спиртобензольными и т.д. Кроме того, обычно указываются условия проведения экстракции битумоидов из образцов, например, холодная или горячая экстракция, степень дробления образца и т.д., т.к. от условий проведения экстракции даже одним и тем же растворителем их количество и состав могут изменяться.

Кероген – имеет два значения. Первое, предложенное его автором – Crum Brown (1912), это – OB горючих сланцев, т.е. представленное сапропелем, в отличие от углей, состоящих из гумусового типа OB . То есть, как и подавляющее большинство геологических определений,

первоначально термин кероген имел **генетический** смысл, а затем приобрёл второе значение, имеющее **аналитическое** содержание (OB , нерастворимое в органических растворителях), потеряв генетическую основу [Геологический словарь, Т. 1, 1973]. Если проводить аналогию с другим **аналитическим** термином – битумоид (растворимая в органических растворителях часть OB), то и кероген, как нерастворимая в органических растворителях часть OB , должен тогда быть хлороформным, бензольным, спиртобензольным и т.д., в зависимости от того, в каком типе растворителя он не растворяется, а не просто керогеном (без конкретизации типа растворителя). Если же подразумевается его **генетический** смысл, то по аналогии с углями он должен характеризоваться определённым **мацеральным** составом, подтверждающим его морское или озёрное, а не террагенное происхождение.

Поскольку приведенные выше факты однозначно доказывают, что в породах БАК и в первую очередь, входящих в состав БС, все OB (по крайней мере – в участках, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию) представлено Бит, то термин «кероген» в настоящей публикации не употребляется, и его упоминание в названиях различных литологических типов пород, типа: кероген-глинистый силицит, карбонатно-керогеновый силицит, кероген-кремнистый аргиллит и т.п., нельзя признать правиль-

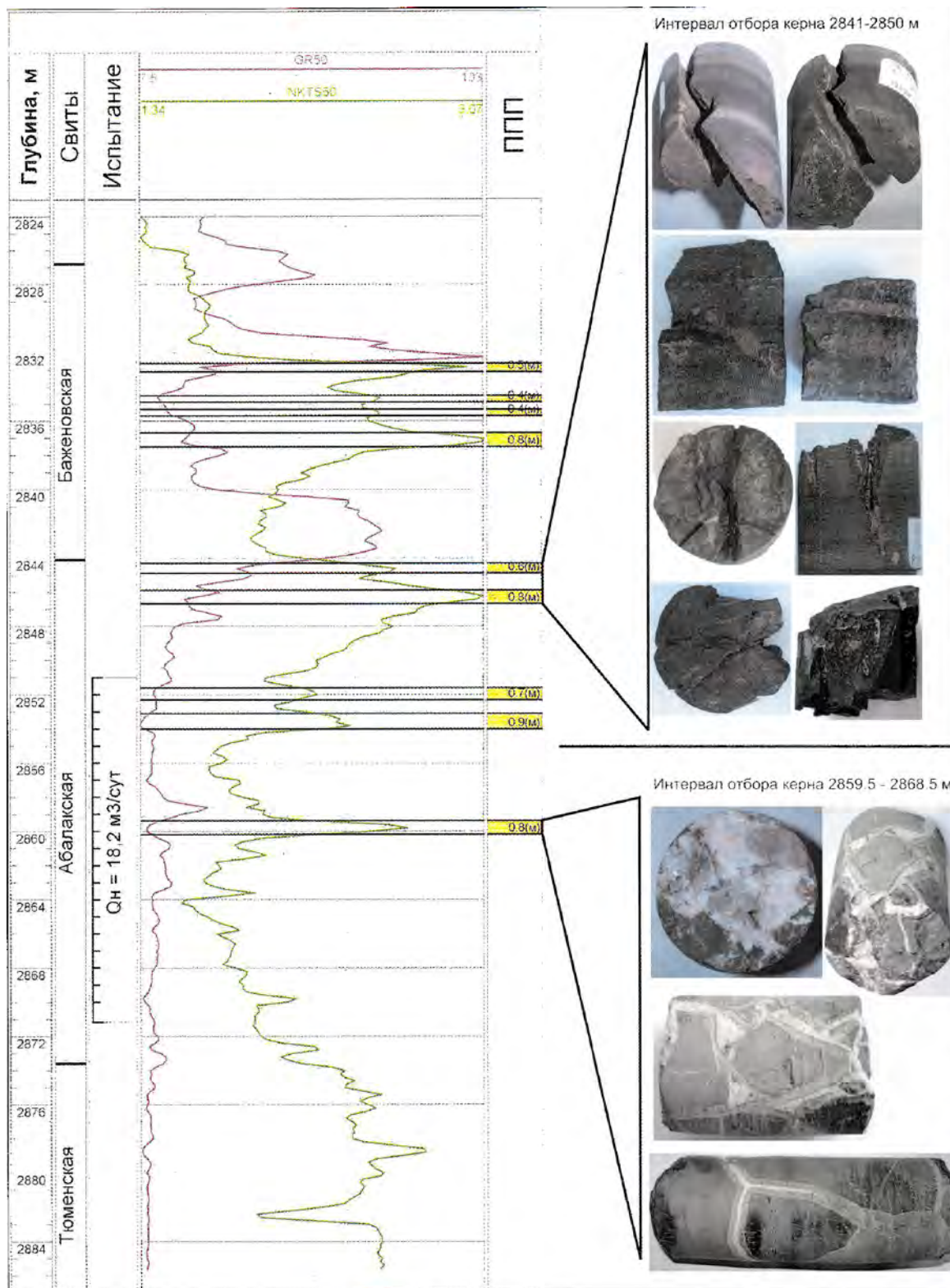


Рис. 16.
Пример выделения потенциально продуктивных пластов в отложениях баженовской и абалакской свит по данным ГИС (Назымский ЛУ, скв. № 3000P)

ным. Классики-«баженоведы», употреблявшие прилагательное «битуминозный» (например, битуминозный аргиллит или битуминозный глинистый силицит и т.п.), были совершенно правы.

Нафтиды – это *генетический* термин, он используется в расширенном академиком А.Э. Конторовичем понимании, включающем все углеводородные и гетероатомные соеди-

№ п/п	Площадь, ЛУ	Баженовская свита		Абалакская свита		Суммарное число ППП в баженовской и абалакской свитах	Суммарная мощность ППП в баженовской и абалакской свитах, м	Число скважин, шт.
		Число ППП, шт.	Суммарная толщина, м	Число ППП, шт.	Суммарная толщина, м			
1	Ем-Еговская	$\frac{2-9}{5}$	$\frac{1,6-6,5}{3,5}$	$\frac{4-11}{8}$	$\frac{4,5-8,8}{6,6}$	$\frac{7-18}{13}$	$\frac{6,1-14,6}{10,0}$	20
2	Лебяжье	$\frac{2-5}{4}$	$\frac{1,4-3,0}{2,3}$	$\frac{5-13}{8}$	$\frac{5,2-11,0}{7,9}$	$\frac{8-17}{12}$	$\frac{7,6-13,2}{10,0}$	19
3	Назымский	$\frac{2-11}{4}$	$\frac{1,2-7,5}{3,7}$	$\frac{2-8}{5}$	$\frac{2-8}{4,8}$	$\frac{5-14}{10}$	$\frac{4,9-15,5}{8,5}$	8
4	Итьяхская	$\frac{6-9}{7}$	$\frac{6,2-7,8}{6,8}$	$\frac{5-7}{6}$	$\frac{2,9-3,6}{3,4}$	$\frac{11-16}{13}$	$\frac{9,1-11,4}{6,8}$	3
5	Камынская	$\frac{3-9}{6}$	$\frac{1,4-3,7}{2,8}$	$\frac{7-11}{9}$	$\frac{3,4-5,7}{4,4}$	$\frac{12-19}{15}$	$\frac{6,2-9,2}{7,2}$	10
6	Восточно-Пальиновская	$\frac{0-10}{4}$	$\frac{0-8,0}{4,3}$	$\frac{2-11}{6}$	$\frac{3,5-9,5}{5,9}$	$\frac{3-19}{10}$	$\frac{3,5-16,0}{10,2}$	16

Примечание: в числителе пределы изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение

Таблица 1.

Количество и толщина сложенных кремнистыми и карбонатными породами потенциально продуктивных пластов (ППП), входящих в состав баженовской и абалакской свит (по данным ГИС)

нения, образующиеся из $OV_{исх}$, включая Бит [13].

Разобравшись с типами коллекторов, установив их тектоно-гидротермальный механизм формирования, и с типами нафтидов, присутствующими в БАК, перейдем к оценке коллекторских свойств этих пород. Для этого рассмотрим распределение значений их открытой пористости на примере Красноленинского и Салымского месторождений, помня, что эти результаты получены, главным образом, на достаточно прочных образцах, т.е. содержащих минимальное количество трещин и тем более – каверн. Самые высокеемкие образцы выносятся в виде обломков, разрушившихся по трещинам, поэтому присутствовавшая в условиях пласта пористость, особенно кавернового типа, к сожалению, не сохраняется. Кроме того, полностью отсутствуют данные о величине каверновой емкости (**рис. 5а–5г**), хотя, используя полноразмерные образцы, сохранившие свою целостность, в которых присутствует трещинно-кавернозный тип емкости, вполне можно получить значения этого типа емкости газоволюметрическим методом.

Сравнение полученных распределений открытой пористости на образцах, отобранных из БАК рассматриваемых двух месторождений, показало, что пористость образцов из непродуктивных скважин, пробуренных в пределах Красноленинского месторождения, не превышает 5%, а в большинстве из них она варьирует от 2 до 3%, тогда как в продуктивных – пористость изменяется в гораздо более широких пределах, достигая 18% (**рис. 14а**). Основная часть образ-

цов из продуктивных скважин имеет пористость от 3 до 11%.

Распределение пористости в образцах, отобранных из продуктивных и непродуктивных скважин, пробуренных в пределах Салымского месторождения, заметно отличается от ранее рассмотренного. Пористость образцов, отобранных из непродуктивных скважин, изменяется в гораздо более узких пределах – от десятых долей до 3%, причем основная масса образцов, поднятых из этих скважин, имеет пористость менее 1% (**рис. 14б**). Пористость образцов, отобранных из продуктивных скважин, изменяется в более широких пределах (от 1 до 16%), однако основная их часть обладает пористостью 2–6% (**рис. 14б**).

Заметно более низкие значения пористости образцов, отобранных из обоих типов скважин Салымского месторождения, чем пористость образцов, поднятых из тех же типов скважин Красноленинского месторождения, скорее всего, объясняются гораздо большей глубиной залегания и, соответственно, большей величиной литостатического давления на верхнеюрские отложения в пределах первого, по сравнению с таковым на втором месторождении.

Можно предположить, что основной вклад во вторичную ёмкость, формирующуюся в породах БАК, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию, вносит тектоногенная трещиноватость. Действительно, методом ЯМР трещинная ёмкость фиксируется в виде самых крупных «двумерных пор», доля которых в рассматриваемом образце БС составляет почти 3,6% (**рис. 15**). Однако эти определения трещин-

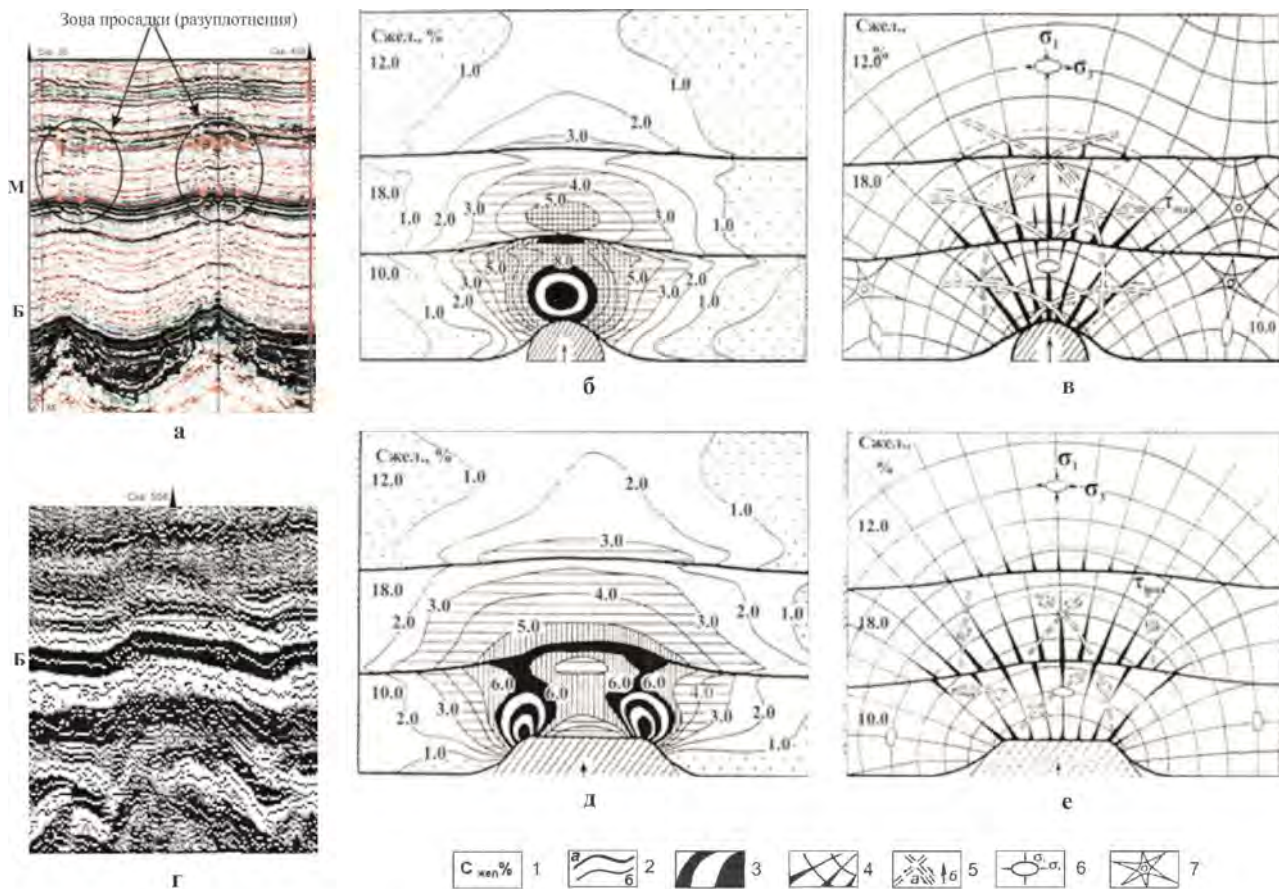


Рис. 17.

Примеры базовых сейсмопрофилей (а, г) и расшифровка построенных на их основе оптико-поляризационных моделей (б, в, д, е); а – Пальновская площадь, г – Салымское месторождение. Условные обозначения: 1 – концентрация желатина; 2: а – границы между желатиновыми слоями, б – изохромы (уровни касательных напряжений); 3 – максимальные значения порядка изохром (более 8); 4 – траектории нормальных напряжений (σ_1), их уширения – прогнозируемые трещины; 5: а – траектории касательных напряжений (τ_{max}), б – направление движения антиклинальных блоков; 6 – эллипсоид деформации; 7 – изотропная точка

ной «пористости» проводились в атмосферных условиях без учета эффективного давления, действующего на образец. Поэтому для получения более достоверных данных о величине трещинной «пористости» необходимо учесть сжимаемость трещиноватых образцов [2]. Учесть сжимаемость образцов можно следующим образом.

Определяется величина открытой пористости трещиноватого образца в атмосферных условиях ($K_{п\text{ атм}}$). Затем определяется тот же параметр в условиях, моделирующих пластовые ($K_{п\text{ пл}}$). Вычисляется величина уменьшения открытой пористости при изменении атмосферных условий на пластовые: $\Delta K_{п} = K_{п\text{ атм}} - K_{п\text{ пл}}$. Очевидно, что полученное значение $\Delta K_{п}$ обусловлено, главным образом, величиной сжимаемости трещин [2]. Затем определяется трещинная «пористость» образца методом ЯМР (рис. 15).

Поскольку исследование образца с помощью ЯМР-релаксометра проводилось в атмосферных условиях, то из полученной на нём вели-

чины трещинной пористости ($K_{п\text{ трещ}}^{\text{атм}}$) необходимо вычесть поправку за пластовые условия, т.е. значение $\Delta K_{п}$. Тогда величина трещинной пористости в условиях, моделирующих пластовые ($K_{п\text{ трещ}}^{\text{пл}}$), будет равна: $K_{п\text{ трещ}}^{\text{пл}} = K_{п\text{ трещ}}^{\text{атм}} - \Delta K_{п}$.

Поскольку главными типами вторичных коллекторов в БАК являются кремнистые и карбонатные породы, т.е. довольно плотные с низким содержанием в их составе ОВ, то они сравнительно легко выделяются в разрезах скважин акустическими и «плотностными» методами ГИС (рис. 16). По данным ГИС определяется протяженность каждого из ППП (распространение по площади), их мощность и строится карта суммарных толщин ППП в пределах анализируемой территории [9, 11].

Примеры определения количества и суммарной толщины ППП в составе бажено-абалакского комплекса по данным ГИС в пределах нескольких площадей и лицензионных участков (ЛУ) приведены в табл. 1. Из полученных данных следует, что в среднем их суммарная мощ-

ность изменяется от 7 до 10 м, а их среднее число варьирует в пределах от 10 до 15, т.е. суммарная мощность ППП в составе рассматриваемых отложений вполне сопоставима с толщиной обычных песчано-алевритовых продуктивных пластов. Однако в большинстве своем отдельные ППП имеют небольшую мощность (0,5–1,5 м) и малую протяженность. Лишь единичные ППП, расположенные обычно в кровельной части АС (чаще всего – $КС_1$), обладают значительной протяженностью и коррелируются в разрезах соседних скважин на расстояния в первые километры.

Однако полученных данных о суммарной мощности ППП недостаточно для оценки запасов нефти в рассматриваемых отложениях. Необходимо также определить площадь, в пределах которой осуществлялось тектоно-гидротермальное воздействие на ППП, без которого невозможно формирование в них вторичных коллекторов, содержащих УВ-залежи, т.е. где потенциально продуктивные пласты или породы (ППП) превращались в продуктивные пласты или породы (ПП).

Выделение участков или зон, в пределах которых происходило тектоно-гидротермальное воздействие на рассматриваемые отложения, осуществляется путем комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполняемого на основе этих данных [9, 11, 18].

Моделирование проводится двумя методами: **оптико-поляризационным** и **тектоно-седиментационным**.

Оптический метод исследования напряжений основан на явлении двулучепреломления в прозрачных аморфных оптически активных материалах (в наших экспериментах использовался желатин), подвергнутых деформации. При этом изменение двойного лучепреломления в таких телах находится в прямой зависимости от величины напряжений, возникающих в деформируемом теле [3, 18, 23–25].

Точность оптического метода исключительно велика, поэтому он широко применяется в технике при исследованиях сложных систем напряжений, расчёты которых оказываются затруднительными или невозможными. Также трудно получить полное представление о распределении полей напряжений в геологических структурах на основе умозрительных построений, чем широко пользуются геологи в практике своих исследований, что, к сожалению, нередко приводит к грубым ошибкам. Расчёты же полей напряжений даже в случае простых геологических структур оказываются очень сложными и дают неоднозначные результаты. Кроме того, этот метод обеспечивает

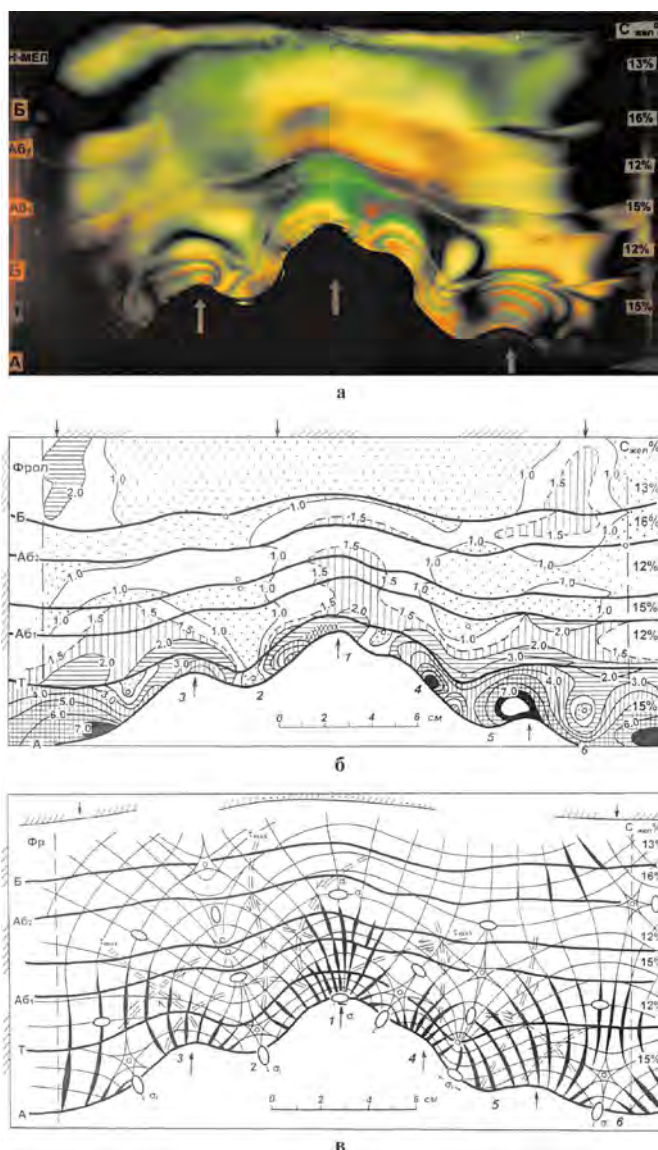


Рис. 18. Оптико-поляризационная модель, построенная по одному из сейсмопрофилей Пальняновской площади (а) и её расшифровка (б, в); условные обозначения – см. рис. 17

относительно строгое соблюдение условий подобия для упругой области деформаций и правомерность сопоставления модели с реальным объектом в тех пределах, в каких отдельные геологические структуры в различных стадиях их развития можно считать односвязными телами. В этом случае распределение напряжений в них не зависит от величины и физических свойств сравниваемых объектов, а достаточно строго определяется аналогией внешнего нагружения и геометрическим подобием структурных форм [3, 8, 11, 18, 23–25].

Преимущества оптического метода используются для выявления участков повышенных значений касательных напряжений и прогноза в их пределах разрывных дислокаций в направлении траекторий нормальных (σ_1 и σ_3) и ка-

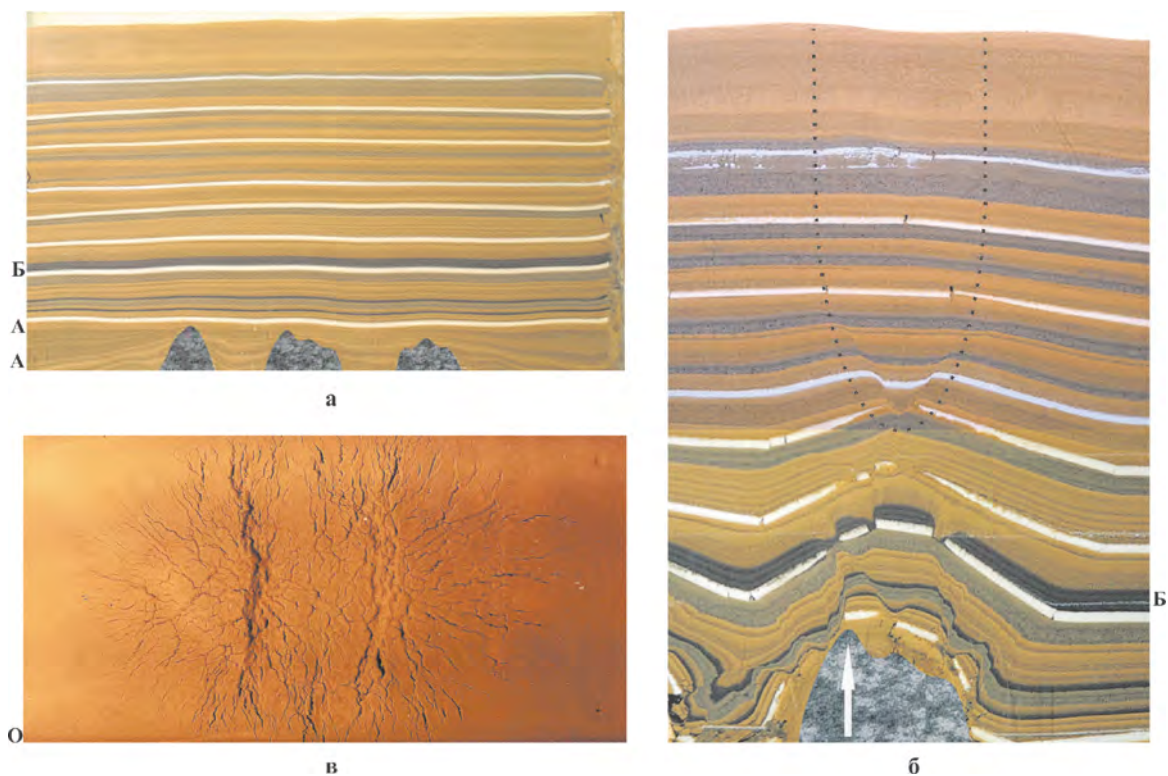


Рис. 19.

Фотографии двумерной седиментационной модели в исходном состоянии (а), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения (дробления) или просадки осадков (б) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (в)

сательных (τ_{\max}) напряжений, построенных по карте изоклин оптического поля.

Поскольку прогноз типа разрывного нарушения – отрыва или сдвига (скола) связан с нахождением предельных значений нарушающих напряжений в моделируемых объектах, то на диаграммах наносятся оба возможных их вида, образование которых зависит от конкретной геологической обстановки: при одностороннем сжатии прогнозируются сколы и отрывы, в зонах растяжения – отрывы, в зонах сдвига – сколы и отрывы, что, как мы увидим позднее, подтверждается возникновением последних в моделях по прогнозируемым направлениям.

Сначала рассмотрим результаты оптического моделирования на примерах двух простейших антиклинальных структур, встречаемых на сейсмодновременных разрезах различных месторождений и площадей Западной Сибири (рис. 17а, 17з).

Первая оптическая модель позволяет изучить распределение напряжений и осуществить прогноз тектонической трещиноватости в осадках, возникающих в результате роста симметричного антиклинального поднятия, напоминающего своеобразный «подземный вулкан» (рис. 17а). Над вершинами антиклинальных блоков, присутствующих на сейсмодновременном разрезе, изображенном на этом же рисунке,

на некотором расстоянии от них присутствуют трещиноватые зоны разуплотнения (просадки) (рис. 17а).

Вследствие подъёма этого блока в желатиновой модели возникают напряжения, уровню которых соответствуют изохромы различных порядков. Чем выше порядок изохром, тем значительнее напряжения, существующие в этом участке, и тем выше вероятность возникновения в этих участках трещинных дислокаций (рис. 17б, 17е).

Чтобы определить наиболее вероятную ориентацию трещин, которые могут возникнуть в участках с повышенными значениями напряжений, используются направления изоклин, присутствующих в оптико-поляризационных моделях. Полученные результаты свидетельствуют о том, что максимальная концентрация напряжений и, соответственно, максимальная трещиноватость будет наблюдаться непосредственно над вершиной антиклинальной структуры, причём трещины в этом месте будут иметь субвертикальную ориентацию (рис. 17в). Зона дробления будет расширяться по направлению вверх, достигая максимальной ширины на границе нижнего и среднего желатиновых слоёв, соответствующих в модели баженовской толще, а затем она вновь начинает уменьшаться в латеральных размерах, полностью исчезая немного

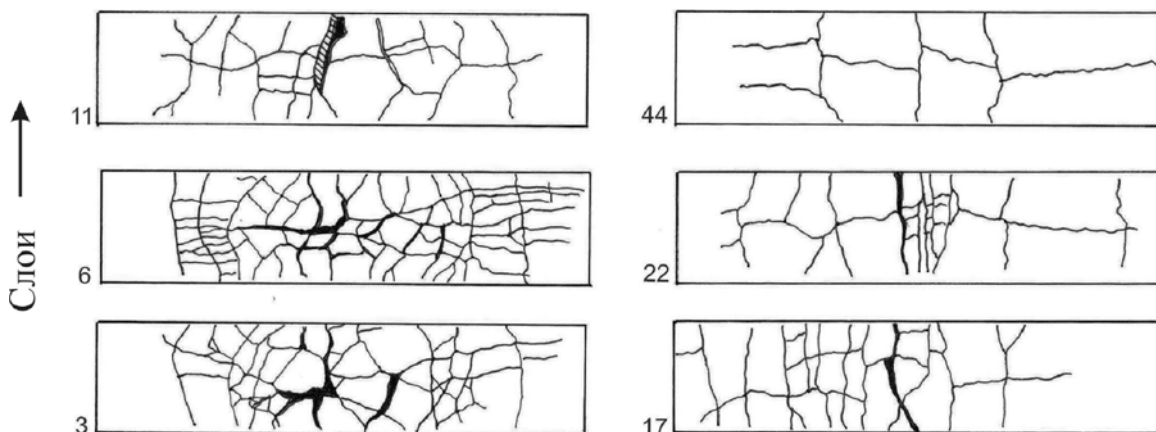


Рис. 20.

Результаты препарирования компетентных слоёв двумерной седиментационной модели главного поднятия Кальчинского месторождения с распределением в них разрывных дислокаций (нумерация слоёв идет по направлению снизу вверх)

выше границы между средним и верхним желатиновыми слоями (**рис. 17в**).

По мере роста поднятия первоначально образуются трещины в области сжатия, формирующейся непосредственно над его вершиной. Затем вследствие продолжающегося его движения вверх постепенно на некотором удалении (в рассматриваемой модели – на границе первого и второго слоёв и во втором слое) возникает зона растяжения (разуплотнения), которая также характеризуется повышенными значениями касательных напряжений и в которой также возникают условия для образования субвертикальных трещин. Постепенно, по мере роста этого поднятия, трещины, сформировавшиеся в нижней зоне сжатия, поднимаются вверх, а возникшие в зоне растяжения, расположенной в верхних слоях, – устремляются вниз, и в какой-то момент обе трещинные зоны могут соединиться, образовав единую высокопроницаемую субвертикальную зону, по которой становится возможной эффективная миграция флюидов снизу-вверх или в обратном направлении – в зависимости от ориентации градиентов пластовых давлений, существующих между нижними и верхними породами-коллекторами, или нефтематеринской толщей (БС) и породами-коллекторами.

Распределение напряжений, возникающих вследствие роста трапециевидного поднятия, заметным образом отличается от рассмотренного ранее, сформировавшегося над симметричным поднятием (**рис. 17д**).

Если в первой модели (симметричное поднятие) первый участок максимальных концентраций напряжений (зона сжатия) формируется непосредственно над вершиной этого поднятия, а второй на некотором удалении от него (зона разуплотнения), то во второй (трапециевидное поднятие) участки с максимальными

напряжениями (зоны сжатия) возникли над его крыльями, а в непосредственной близости от его плоской вершины расположился участок с низкими значениями напряжений (**рис. 17д**). Второй участок повышенных напряжений (зона растяжения) в этой модели возник также на некотором удалении от её вершины, причём она имеет гораздо большую латеральную протяженность, чем сформировавшаяся над первой моделью (**рис. 17б, 17д**). Субвертикальные высокопроницаемые трещинные зоны в рассматриваемой модели прогнозируются на краях этого поднятия, а в центральной части над его плоской поверхностью могут сохраниться нераздробленные (монолитные) участки (**рис. 17д, 17е**). Поэтому интенсивная вертикальная миграция флюидов в этом случае возможна лишь на бортах трапециевидного поднятия, а не в его центральной части.

Важно отметить, что высокодебитная скважина № 554э, пробуренная на Салымском месторождении и вскрывшая БАК, попала как раз в рассмотренную выше структурно-тектоническую ситуацию, и её «виртуальный» ствол находится именно в субгоризонтальной протяженной зоне дробления, приуроченной к границе нижнего и среднего слоёв оптической модели, имитирующих зону сочленения отложений баженновской и абалакской свит (**рис. 17г–17е**).

В обеих рассмотренных выше моделях прогнозируемые трещины ориентированы субвертикально по отношению к вершинам поднятий, а по направлению к их крыльям и вниз к их основаниям – начинают наклоняться и принимать всё более пологое положение (**рис. 17в, 17е**).

Рассмотрим более сложную оптическую модель, построенную по одному из сейсмических профилей Восточно-Пальяновской площади (**рис. 18а**).

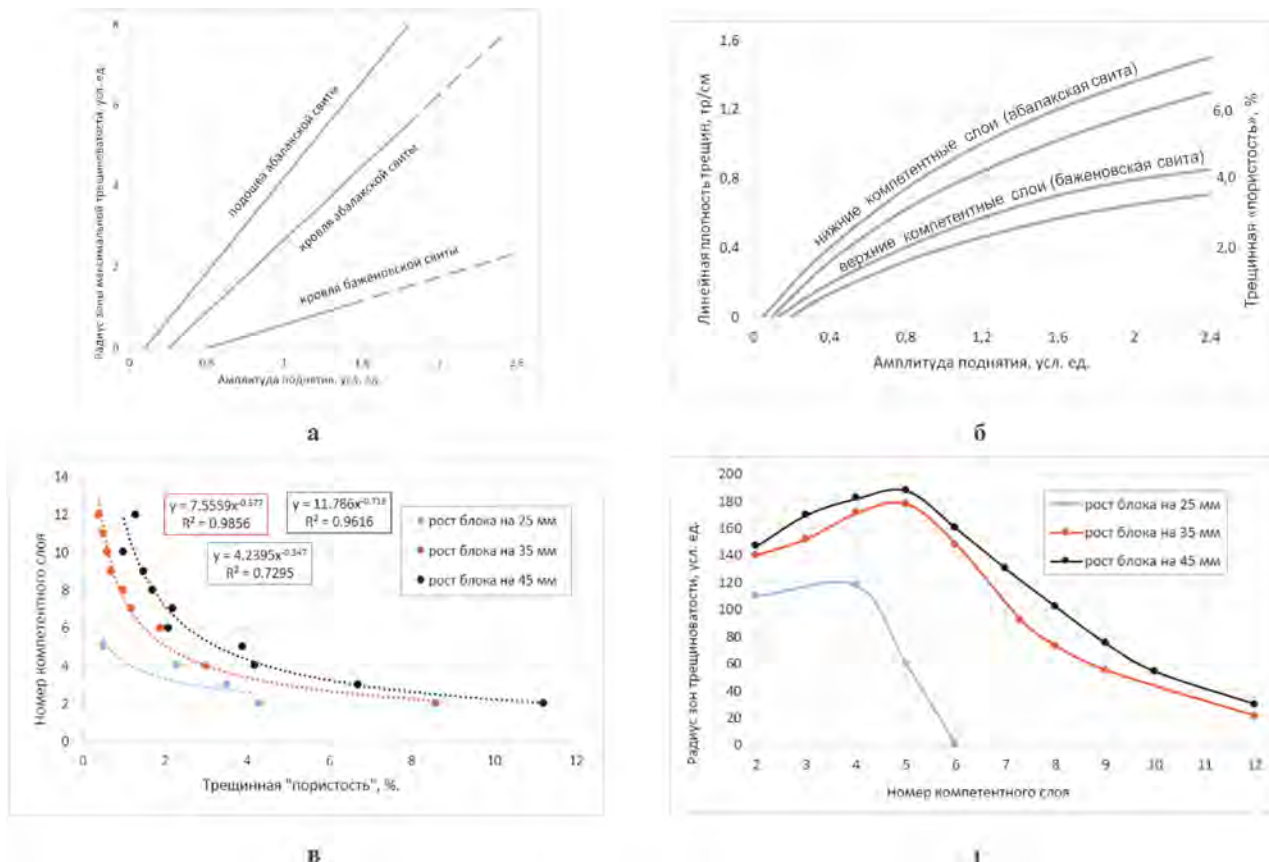


Рис. 21.

Результаты обработки данных по двумерному тектоно-седиментационному моделированию: а – зависимость радиуса зоны максимальной трещиноватости от амплитуды поднятия в компетентных пластах (ППП), моделирующих отложения баженновской и абалакской свит; б – связь линейной плотности трещин и трещинной «пористости» в тех же компетентных пластах, входящих в состав моделей этих же свит; в – связь между величиной трещинной «пористости» и номером компетентного слоя в зависимости от амплитуды поднятия антиклинальных блоков; г – связь между номером компетентного слоя и радиусом зоны трещиноватости в зависимости от амплитуды поднятия тех же антиклинальных блоков

В рассматриваемой модели в целом повторяются те же закономерности, которые наблюдались и в ранее рассмотренных, однако в этой модели появляется большое количество изотропных точек, вблизи которых нормальные напряжения одинаковы во всех направлениях, а тангенциальные равны нулю (рис. 18б, 18в). Иными словами, это участки всестороннего сжатия, в которых происходит уплотнение осадков, и скважины, попадающие в такие участки, при испытании окажутся «сухими» или малодебитными. Второе замечательное свойство изотропных точек заключается в том, что при их пересечении ориентация трещин отрывает свое направление на 90° , и эллипсоид деформации также поворачивается на 90° (рис. 18в).

Таким образом, оптико-поляризационное моделирование позволяет прогнозировать зоны сжатия и разуплотнения (т.е. тектоногенной трещиноватости) в компетентных породах (аналоги

ППП) и ориентацию, а также объемную плотность возникающих в этих зонах трещин.

Седиментационный метод представлен двумя разновидностями – **двумерным** и **трехмерным**.

Двумерное моделирование осуществлялось в камерах с линейными размерами $50 \times 30 \times 10$ см. В нижней части камеры располагались подвижные блоки, с помощью которых моделировался рост поднятий заданной формы [9, 18].

Модели приготавливались из двух основных типов осадков: компетентных, моделирующих карбонатные и кремнистые породы (ППП), а также некомпетентных, имитирующих песчано-алевритовые и глинистые пласты. Первые изготавливались из цемента, а вторые – из природных песчано-алевритовых и глинистых осадков.

После завершения экспериментов модели послойно препарировались, и изучались характер распределения трещин в каждом из компетентных слоёв, их ориентация в пространстве,

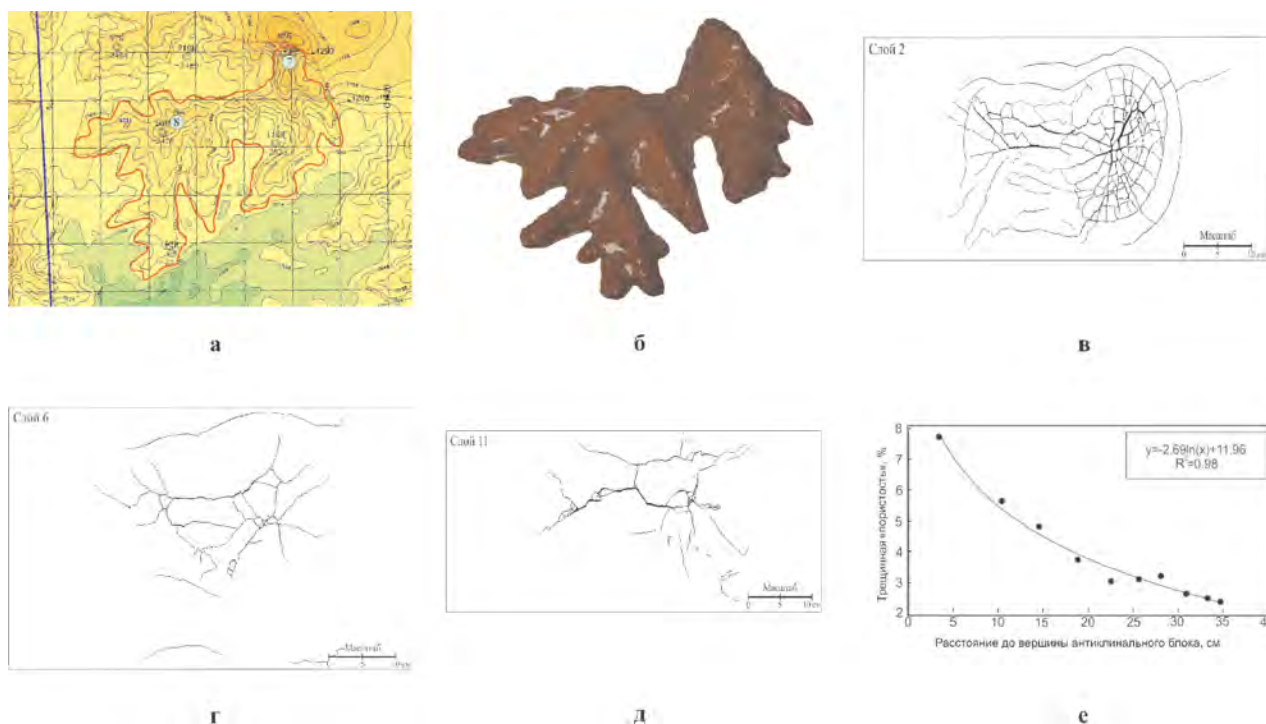


Рис. 22.

Результаты трехмерного тектоно-седиментационного моделирования участка Восточно-Каменной площади: (а) – антиклинальные структуры по отражающему горизонту А, выбранные для моделирования; (б – д) – распределение трещин в компетентных слоях, образовавшихся в них вследствие роста антиклинального блока; (е) – зависимость величины трещинной «пористости» в зависимости от расстояния до вершины антиклинального блока; нумерация компетентных слоёв идет по направлению снизу вверх

протяженность, плотность, а также раскрытость [9, 18].

Следует также обратить внимание на очень важный для тектонофизического моделирования факт – все исследованные структуры имели постседиментационный, т.е. очень молодой (в масштабе геологического времени) возраст. Это подтверждается тем, что все антиклинальные структуры, выявленные по результатам сейсморазведочных работ, прослеживаются, слабо меняясь по амплитуде до самых верхних горизонтов, входящих в состав осадочного чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна, а зоны разуплотнения, образующиеся над вершинами поднятий, часто выходят на дневную поверхность, о чём более подробно будет сказано позже.

Двумерные седиментационные модели помогают понять механизм формирования зон разуплотнения или просадки в осадочной толще, которые часто наблюдаются на сейсмических разрезах на некотором расстоянии от вершин поднятий, о чём уже говорилось ранее (рис. 17а). Для этого сравним исходную седиментационную модель и ту же модель после роста центрального антиклинального блока (рис. 19а, 19б). На рисунках хорошо видно, что вследствие роста центрального антиклиналь-

ного блока в первоначально субпараллельных слоях над ним в осадках образовалась зона разуплотнения, проявившаяся в осадках в виде просадки (рис. 19б). Механизм формирования зоны разуплотнения или просадки заключается в следующем. Дело в том, что растущий антиклинальный блок смещает перекрывающие его осадки не только вверх, но и в стороны в субгоризонтальном направлении. Поэтому на некотором расстоянии от его вершины возникает зона растяжения, которая проявляется в виде просадки осадков над вершиной поднятия (рис. 19б). Образование этой зоны было предсказано ранее при рассмотрении оптических моделей (рис. 17б, 17в).

Если антиклинальный блок имеет достаточно большие размеры и амплитуду, то зона разуплотнения может выйти на поверхность седиментационной модели и в зависимости от формы поднятия проявиться на ней, например, в виде грабенообразного провала, покрытого многочисленными разнонаправленными трещинными дислокациями (рис. 19в).

На примере одной из седиментационных моделей рассмотрим, как ведут себя трещинные дислокации в компетентных слоях, возникшие вследствие роста антиклинального блока, начиная от самых нижних и заканчивая самыми верх-

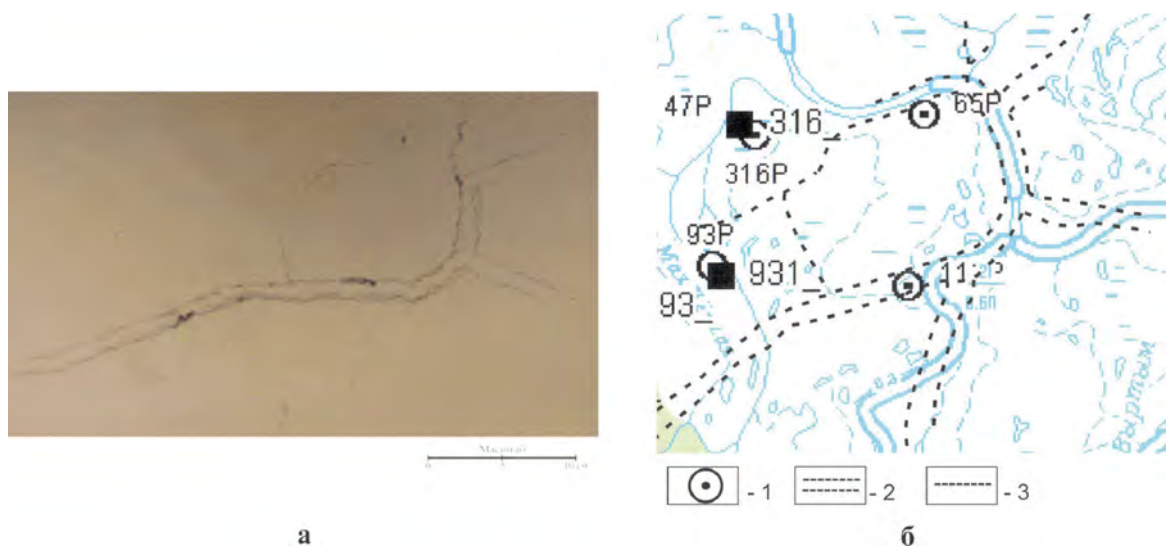


Рис. 23.

Сопоставление морфологии зоны разуплотнения, вышедшей на поверхность трехмерной седиментационной модели, приведенной на рис. 22 (а) с гидрографической картой этого же района (б)

ними. В качестве примера проанализируем результаты препарирования компетентных слоёв, в которых образовались трещины, в седиментационной модели, построенной на основе одного из сейсмодновременных разрезов, пересекающих главное поднятие в пределах Кальчинского месторождения (рис. 20). В препарированных компетентных слоях хорошо видны основные закономерности распределения и морфологии возникших в них дислокаций, а также величина их раскрытости (рис. 20). Эти закономерности заключаются в следующем:

- если в нижних компетентных пластах ориентация возникших трещин напоминает структуру «разбитой тарелки», то по направлению вверх они приобретают ортогональное взаиморасположение;

- плотность и раскрытость трещин по направлению вверх уменьшаются;

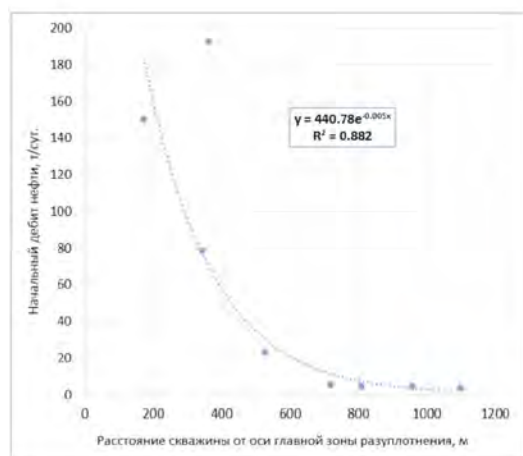
- в каждом компетентном слое возникла своя уникальная система трещин, в которой их расположение не повторяет таковую даже в соседних компетентных пластах.

Таким образом, трещины, образующиеся в различных компетентных пластах, имеющих небольшую мощность (как в БАК), как правило, не совпадают по своему расположению и ориентации, поэтому ожидать существования линейных разрывных нарушений, протягивающихся на значительные расстояния в неоднородной по составу и физико-механическим свойствам осадочной толще, вряд ли можно считать правильным. Зоны дробления, и в частности разуплотнения, скорее всего, представляют собой участки, в пределах которых многочисленные, преимущественно вертикально ориентирован-

ные дислокации, несмотря на их различное расположение и ориентацию в горизонтальной плоскости, тем не менее, пересекаются друг с другом и представляют собой взаимосвязанную (целостную) систему, по которой возможна эффективная вертикальная фильтрация флюидов. По мере роста поднятия формирующаяся над ним система трещин постепенно меняет свою пространственную ориентацию, протяженность и раскрытость (рис. 20).

Выполненное двумерное моделирование позволило установить зависимости радиуса зоны максимальной трещиноватости, линейной плотности трещин и трещинной «пористости» от амплитуды поднятий (рис. 21а, 21б). Наблюдается очевидная закономерность – в компетентных слоях, моделирующих ППП в составе АС, наблюдаются более высокие значения линейной плотности трещин, трещинной «пористости», а также заметно больший радиус зон максимальной трещиноватости по сравнению с таковыми, входящими в состав БС при одной и той же амплитуде поднятий (рис. 21а, 21б).

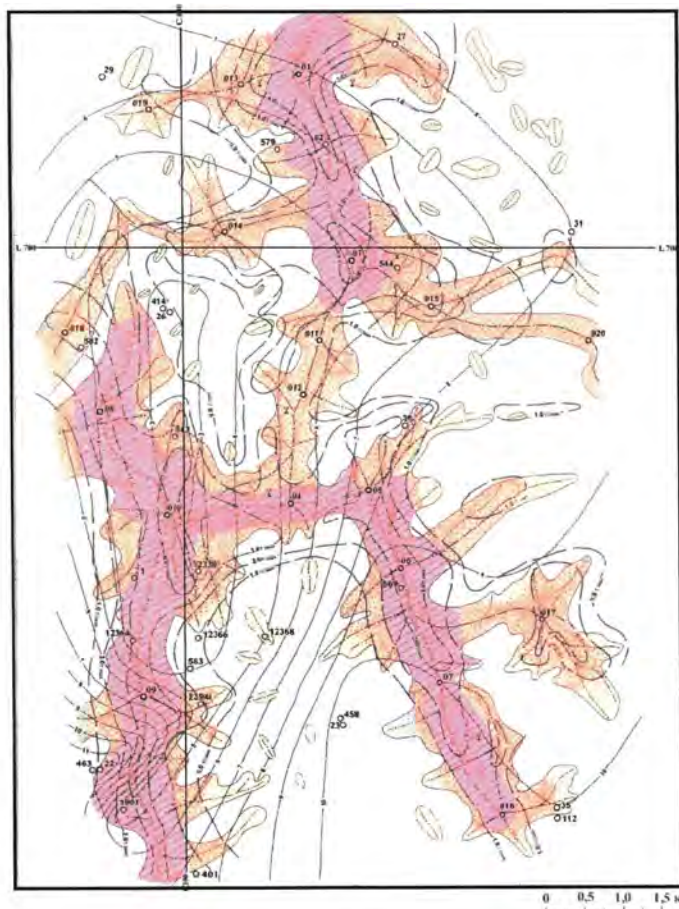
Похожие зависимости получены для блоков, имеющих различную амплитуду, и компетентных слоев, расположенных на различном расстоянии от их вершин, нумерация которых идет по направлению снизу вверх (рис. 21в, 21г). Из этих зависимостей хорошо видно, что над самым малоамплитудным блоком трещины пропадают уже в 6 компетентном слое, над более высокоамплитудными она прослеживается до 12 слоя, причем зависимости имеют экспоненциальный характер, т.е. по мере удаления от вершин антиклинальных блоков величина трещинной «пористости» быстро уменьшается (рис. 21в).



а

Условные обозначения:

- высокоперспективные;
- перспективные;
- малоперспективные;
- изопахиты суммарной толщины потенциально продуктивных пластов (ППП), м.



б

Рис. 24.

Зависимость начальных дебитов нефти из скважин от их расстояния до главной оси зоны разуплотнения (а) и структурно-прогнозная схема размещения трещинных коллекторов в баженовской и абалакской свитах Восточно-Пальяновской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования (б)

Установленное ранее с помощью оптического моделирования закономерное увеличение радиуса зоны трещиноватости по мере удаления от вершины антиклинального блока, а затем быстрое его уменьшение подтверждается и результатами двумерного седиментационного моделирования (рис. 17б, 17в, 17д, 17е, 21г).

Трёхмерные седиментационные модели, в отличие от двумерного седиментационного моделирования, позволяющего имитировать лишь отдельные плоские вертикальные фрагменты той или иной площади по аналогии с сейсмсовременными разрезами, способны давать более полную информацию о плотности трещин, формирующихся вследствие роста одного или нескольких блоков в пределах выбранного для моделирования участка по её высоте. Для этого используются данные о структуре поверхности выбранного антиклинального участка, обычно – по отражающему горизонту «А», по которому строятся объёмные модели выбранных поднятий. В трёхмерную седиментационную модель, также, как и в двумерную, закладываются

тонкие (толщиной 2–4 мм) компетентные слои с целью определения ориентации и плотности трещин, которые сформируются в них вследствие их деформации растущими трёхмерными антиклинальными блоками. Размеры трёхмерных моделей составляют 60×40×40 см.

В качестве примера трёхмерной седиментационной модели рассмотрим модель, построенную на основе сейсморазведочных данных, представляющую собой фрагмент с антиклинальным блоком, выбранным в пределах Каменной площади (рис. 22а). По этой антиклинальной структуре была изготовлена модель, повторяющая все её морфологические особенности (рис. 22б), после чего проводилось моделирование роста этого поднятия, а затем, так же, как и при двумерном седиментационном моделировании, осуществлялось её послойное препарирование и изучались закономерности распределения трещин, образовавшихся после роста поднятия в компетентных слоях (рис. 22в–22д).

Анализ полученных результатов дал возможность построить зависимости, подобные

рассмотренным выше при изучении двумерных седиментационных моделей, например, величины трещинной (двумерной) «пористости» от расстояния до вершины антиклинального блока (рис. 22е).

При завершении моделирования зона разуплотнения, сформировавшаяся над этим поднятием, вышла на поверхность модели в форме трещин и протяженных малоамплитудных грабеннообразных провалов (рис. 23а). Сопоставление расположения зоны разуплотнения, возникшей на поверхности трехмерной седиментационной модели рассмотренного ранее фрагмента Каменного месторождения (рис. 23а), с реальной дневной поверхностью этого же участка показало, что соответствие провалов (отвечающих этим зонам разуплотнения) и русел речных проток и ручьев наблюдается не всегда (рис. 23б).

Так, в восточной части рассматриваемого участка отмечается почти идеальное совпадение зоны разуплотнения, вышедшей на поверхность модели с расположением проток реки Оби, причем даже ширина зоны разуплотнения, полученная при седиментационном моделировании, практически полностью совпадает с шириной русел этих проток (рис. 23б). Но в западной половине этого же участка совпадение зон разуплотнения, протянувшихся в западном направлении (по данным седиментационного моделирования) с реальной гидрографической обстановкой этого же участка гораздо хуже. Отмечается лишь цепочка мелких озер, примыкающих к самой крупной из них, и небольшой ручей, протекающий по этой же зоне разуплотнения в юго-западной части рассматриваемого участка (рис. 23б). Отсутствие полного совпадения зон разуплотнения по данным седиментационного моделирования с реальной гидрографией этого участка, скорее всего, объясняется особенностями регионального уклона земной поверхности на рассматриваемой территории. В восточной части уклон поверхности совпадает с направлением зоны разуплотнения, и обские протоки текут по этим зонам разуплотнения, а в западной части этой территории отсутствуют сколь угодно значительные водные артерии. Поэтому зоны разуплотнения, которые прогнозируются в этом участке, практически никак себя не проявили в условиях реальной земной поверхности, если не считать цепочки мелких озер и ручьев, тяготеющих к этим зонам (рис. 23б).

Таким образом, полученные в результате тектонофизического моделирования данные ясно указывают на то, что если вторичные коллекторы, сформировавшиеся в БАК, имеют тектоно-гидротермальное происхождение, то должна наблюдаться зависимость дебитов скважин,

вскрывших эти свиты, от расстояния до оси зон разуплотнения (тектоногенной трещиноватости), сформировавшихся над антиклинальными блоками. Действительно, имеется зависимость начальных дебитов, полученных из скважин, вскрывших эти свиты, от расстояния до главных осей зон разуплотнения (рис. 24а). Из полученной зависимости следует, что скважины, пробуренные на расстоянии около 600 м и более от оси главной зоны разуплотнения, будут давать непромышленные дебиты нефти (рис. 24а). Для того, чтобы эти скважины стали давать рентабельные дебиты нефти, необходимо провести в них гидроразрыв, который позволит соединить их с зонами тектоногенной трещиноватости в ПП, расположенными в непосредственной близости от оси главной зоны разуплотнения, которые и содержат основные запасы нефти в рассматриваемых свитах.

Пример прогнозной карты с вынесенными на нее по результатам тектонофизического моделирования, осуществленного на основе данных 3D-сейсморазведки, перспективными зонами трех категорий, приведен на рис. 24б. Кроме того, на этой карте также нанесены изопахиты суммарных толщин ППП, входящих в состав БАК, т.к. от их мощности зависит объем вторичной трещинной и трещинно-кавернозной емкости, формирующейся в них в результате тектоно-гидротермального воздействия, а значит – и запасы нефти, содержащейся в них.

Существует еще один немаловажный параметр, используемый при подсчете запасов объемным методом – это **коэффициент нефтенасыщения** (Кн). Прямые определения этого коэффициента в лабораторных условиях связаны с объективными трудностями из-за низких фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых отложений, поэтому, принимая во внимание безводные притоки нефти из этих отложений, большинство исследователей совершенно справедливо принимает этот коэффициент близким к единице. Действительно, вода, присутствующая в битуминозных отложениях, относится к категории связанной, а потому не занимает эффективное поровое пространство, практически полностью заполненное УВ и Бит. Она настолько прочно связана с породой, что частично сохраняется в образцах при их нагревании до 250 °С и даже более.

Обсуждение полученных результатов

Геологи-нефтяники отлично понимают роль трещиноватости в фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных толщ, поэтому неоднократно предпринимались попытки выделения зон тектонического дробления по данным

сейсморазведки [16, 27, 28]. Однако для тонкослоистого разреза БАК, в котором толщина отдельных ППП составляет от первых десятков сантиметров до 2–2,5 м эти методы малоэффективны. Очевидно, что именно комплексирование данных сейсморазведки с результатами тектонофизического моделирования, выполненного на их основе, позволяет проводить более достоверный прогноз территорий распространения вторичных коллекторов в БАК и даже на качественном уровне оценивать величину вторичной трещинной «пористости», что подтверждается результатами испытаний разведочных и эксплуатационных скважин [9, 11]. Поэтому проанализируем более подробно закономерности, наблюдаемые в распределении трещин и их плотности в зависимости от амплитуды того или иного поднятия, толщины слоёв, моделирующих продуктивные карбонатные и кремнистые пласты (ППП), входящие в состав БАК, а также от их положения в осадочном разрезе.

Как показали проведённые эксперименты по тектонофизическому моделированию, плотность трещин, возникающих в компетентных слоях, а также величина их раскрытости и площадь формирующейся над поднятием зоны деструкции при прочих равных условиях зависит от их толщины: чем толще компетентный слой, тем меньше плотность образующихся в нём трещин, однако больше величина их раскрытости и значительно больше площадь их распространения. Напротив, чем тоньше компетентные пласты, тем выше в них плотность трещин, но меньше их раскрытость и площадь их распространения. Минимальные расстояния между трещинами отмечаются в самых тонких прослоях силицитов, имеющих толщину около 3–10 см. В них расстояние между трещинами изменяется от 2–3 до 10–15 мм (рис. 1в).

Кроме того, проявляется ещё одна закономерность, связанная с тем, что радиус зоны трещиноватости, возникающей над растущим поднятием, зависит от его линейных размеров – чем больше радиус поднятия (при одинаковой амплитуде), тем значительно больше латеральные размеры зоны дробления, формирующейся над ним.

Следует также обратить внимание на тот факт, что если растущие антиклинальные блоки близко расположены по отношению друг к другу, то зоны трещиноватости, образовавшиеся над ними в осадках, моделирующих отложения БАК, сливаются в единую обширную зону дробления, поэтому в природных условиях в такой зоне могут присутствовать значительные запасы УВ.

С практической точки зрения большое значение имеет прогноз средних расстояний между трещинами, формирующимися в компетентных пластах или ППП, т.к. от этого будет зависеть степень вероятности попадания в трещину или трещины ствола скважины. В этой связи сделаем по этому поводу ряд некоторых общих замечаний.

Наибольшая плотность трещин или минимальные расстояния между трещинами должны существовать в самых тонких ППП, о чем уже говорилось ранее, поэтому максимальная вероятность попадания в процессе бурения скважины в трещинную зону существует в самых маломощных ППП. Если принять в качестве оценочных полученные экспериментальные данные, то можно предположить, что расстояние между трещинами в этих слоях будет примерно соответствовать их мощности в участках максимального дробления (вблизи оси зоны разуплотнения) или превышать их мощность в 4–6 раз в зонах умеренной трещиноватости (на заметном удалении от оси этой зоны). Поэтому, если в 0,3–0,5-метровом ППП минимальное расстояние между трещинами может составить примерно те же 0,3–0,5 м в зоне максимального дробления, то в участках с умеренной трещиноватостью расстояние между ближайшими трещинами в пластах такой же мощности составит уже около 1,5–2,5 м, а в среднем – 0,5–1,0 м. В ППП, имеющих мощность 1,5–2,0 м, соответствующие расстояния между ближайшими трещинами будут изменяться от 1,5–2,0 м до 7,5–10,0 м. Важно отметить, что из результатов седиментационного моделирования следует, что все трещины, слагающие зону деструкции в одном и том же ППП, взаимосвязаны друг с другом, поэтому при попадании скважиной хотя бы в одну из трещин ею **будет дренироваться вся эта зона.**

Понятно, что вряд ли можно напрямую переносить полученные в экспериментах зависимости между толщиной компетентных слоёв и расстоянием между трещинами, образующимися в них на природные объекты. Поэтому были проанализированы данные о трещиноватости в песчаниках и алевролитах, вскрытых в природных разрезах различных районов Карпат [14]. Анализ приведённых в этой работе результатов исследований показал, что в песчаниках и алевролитах флишевых отложений Карпат расстояние между субвертикальными трещинами превышает их толщину в 1,4–1,5 раз. Толщина этих пластов изменялась от первых сантиметров до двух с лишним метров, что в первом приближении соответствует мощности ППП, входящих в состав БАК.

Очевидно, что для более детального сопоставления результатов тектоно-седиментационного моделирования и данных полевых наблюдений необходимо учитывать амплитуды поднятий, над которыми происходит формирование зон трещиноватости, а также их морфологию. Тем не менее, можно отметить, что в целом отмечаются явные сходства в соотношениях мощности слоя и расстояниях между трещинами в нём. В наших экспериментах расстояние между трещинами вблизи вершины антиклинального блока в среднем оказалось больше мощности компетентных слоёв в 1,5–2,0 раза, а в природных объектах – в 1,4–1,5 раз.

Исходя из приведённых выше оценок расстояний между ближайшими трещинами в компетентных пластах различной мощности, при бурении скважин на обсуждаемые верхнеюрские объекты, чтобы не пропустить зону тектонического дробления (или разуплотнения), после бурения скважин вблизи оси зоны разуплотнения необходимо делать пусть даже неглубокий (малообъёмный) гидроразрыв с протяженностью трещин порядка 15–20 м.

Следующей чрезвычайно важной с точки зрения поисков и разработки трещинных коллекторов задачей является достоверный прогноз ориентации возникающих тектоногенных трещин. На основе полученных экспериментальных данных можно заключить, что над небольшими изометричными поднятиями формируются округлые зоны дробления, напоминающие по форме структуру разбитой тарелки, в которой по краям образуются дугообразные трещины, а в центральной части радиальные и реже – субперпендикулярные (рис. 20). Над крупным продолговатым поднятием формируется субперпендикулярная сеть трещин, причём преобладают трещины, ориентированные вдоль его оси и бортов, эти же трещины имеют максимальную раскрытость. Поэтому при бурении горизонтальных скважин необходимо учитывать морфологию поднятия, над которым прогнозируется существование тектоногенной зоны трещиноватости.

Несомненный интерес также представляет оценка латеральных размеров зоны трещиноватости, возникающей над образовавшимися поднятиями. Анализ полученных экспериментальных данных показал, что можно приблизительно (на качественном уровне) определить ширину такой зоны, связав её размеры с амплитудой этих поднятий. Максимальная ширина трещиновой зоны разуплотнения, формирующейся над поднятиями, примерно в 5–6 раз больше их амплитуды. Поэтому, если амплитуда антиклинального блока составляет порядка 100–150 м,

то максимальная ширина зоны дробления над таким блоком может варьировать в пределах от 500–600 м до 750–900 м.

Анализ зависимости расстояния продуктивных скважин, вскрывших БАК, от оси зоны разуплотнения и их дебита показал, что скважины, в которых получены притоки нефти из ПП, входящих в состав этого комплекса, расположены на расстоянии не более 500–600 м от оси зон разуплотнения (рис. 24а). Расстояние наиболее высокодебитных скважин от оси разуплотнения не превышает 350–400 м (рис. 24а). Таким образом, полученные на основе моделирования результаты, в первом приближении соответствуют данным промысловых испытаний. Проведенные исследования позволили оценить следующий важный параметр, используемый при подсчете запасов объёмным методом – **площадь УВ-залежей в БАК (рис. 24б)**.

Изучение степени успешности прогнозов, выполненных для БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования на примере 12 площадей и ЛУ, показало, что этот показатель изменяется от 66 до 100%. Было установлено также, что степень достоверности прогнозов напрямую зависит от качества исходной геолого-геофизической информации. Поэтому при проведении поисково-разведочного и эксплуатационного бурения скважин на площадях, освещенных сейсморазведочными работами, следует осуществлять тектонофизическое моделирование в их пределах с целью выделения наиболее перспективных участков с максимально высокими ФЕС пород-коллекторов в составе БАК, чтобы грамотно организовать сначала разведку, а затем и разработку УВ-залежей в пределах этих площадей и, наконец, провести подсчет запасов УВ, содержащихся в этих отложениях.

Часть специалистов, занимающихся подсчетом запасов в БС, предлагают выделять два типа коллекторов: I тип – естественный коллектор (т.е. «добровольно» отдающий нефть без применения дополнительных мероприятий) и II тип – коллектор, отдающий нефть в результате технологической стимуляции, чаще всего представляющей собой гидроразрыв пласта [5, 12]. Коллектора, относящиеся к первому типу, подробно рассмотрены ранее (рис. 1–6). На вопрос о том, что представляют собой коллектора II типа, возможны, как минимум два ответа. Во-первых, вполне вероятно, что в результате гидроразрыва возникающие трещины соединяют ствол первоначально «сухой» или малодебитной скважины с зоной развития коллекторов I типа и она начинает работать за счет притоков нефти из этого типа коллекторов, о чем

говорилось ранее (проведение малообъемных ГРП). Во-вторых, не исключена вероятность, что в результате гидроразрыва происходит увеличение величины раскрытости многочисленных микротрещин, присутствующих в ППП, включая обладающие микронной толщиной (*рис. 1в*), благодаря чему их проницаемость возрастает, и они начинают более активно отдавать содержащуюся в них нефть.

На основе полученных результатов попробуем восстановить механизм формирования коллекторов и УВ залежей в БАК, без чего невозможно осуществить подсчет запасов в этих отложениях.

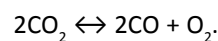
Из астеносферы поднимаются магматические тела, над которыми формируются зоны напряжений. При преодолении величин этих напряжений прочности перекрывающих пород образуются зоны дробления, по которым вследствие падения давления вверх устремляются высокоэнтальпийные флюиды, находившиеся до этого момента в растворенном состоянии в этих магматических телах. Поднимаясь вверх, эти тела формируют в перекрывающих их породах антиклинальные структуры различной формы и размера, напоминающие по форме, например, «подземные вулканы», или трапециевидные тела (*рис. 17а, 17б*).

Высокоэнтальпийные флюиды, отделившиеся от магматических тел, мобилизуют поровую воду, сначала содержащуюся в породах фундамента, а затем и в осадочном чехле, что приводит к формированию высокоэнтальпийных ГФ, имеющих очень высокую (надкритическую) температуру. В результате тектонического дробления в БАК начинается формирование вторичных коллекторов трещинного (в силикатах) и трещинно-кавернозного (в карбонатах) типов. В БС одновременно под действием высокоэнтальпийных ГФ, проникающих в неё по возникшим зонам дробления, происходит термолитиз присутствующего в её составе $ОВ_{исх'}$, которое начинает генерировать нефтиды. Сам флюид представляет в это время гомогенную смесь УВ, гетеросоединений и воды. По мере остывания этого флюида происходит его разделение на две фазы, в результате чего образуется нефтидо-водная эмульсия. Водная фаза вследствие охлаждения ГФ оказывается пересыщенной растворенными в ней минеральными компонентами, в результате чего из неё начинают кристаллизоваться гидротермальные минералы, которые из-за их быстрого роста захватывают капельки нефтяной эмульсии и в результате этого окрашиваются в желтые (кварц) и бурые (карбонаты) цвета (*рис. 5а–5з*).

Казалось бы, превращение $ОВ_{исх}$ в нефтиды должно приводить к образованию вторичной пористости. Однако объем образующихся нефтидов превышает объем $ОВ_{исх'}$, что приводит к флюидоразрыву пород с высоким содержанием ОВ и активной эмиграции газообразных и жидких УВ и части растворенных в них гетеросоединений в ближайшие коллекторы, и в первую очередь, в образовавшиеся в БАК. Наиболее высокомолекулярные УВ и гетеросоединения остаются на месте из-за их высокой вязкости, причем основная их часть по мере остывания переходит в твердое состояние. Появление Бит в «свободном виде» в форме маломощных линзочек и прослоев свидетельствует о том, что в момент превращения $ОВ_{исх}$ в нефтиды породы БС с высоким содержанием ОВ приобрели пластичное состояние, и все поровое пространство, занимаемое до этого $ОВ_{исх}$ оказалось заполненным Бит, а его «излишки», выжатые давлением перекрывающих отложений, появились в виде упомянутых линз и прослоев (*рис. 7*). В этих участках, подверженных тектоно-гидротермальному воздействию, БС стала **битуминозной**. В зависимости от качества и мощности флюидопоров, окружающих БАК сверху и снизу, в них может сохраняться аномально высокое давление, превышающее гидростатическое для этих глубин.

Вода, входившая в состав ГФ, по мере её охлаждения «вернулась» в поровое пространство пород, из которых она до этого была мобилизована высокоэнтальпийным флюидом, и заняла самые мелкие поры в породах БАК, а также частично вошла в состав новообразованных гидротермальных минералов, представленных каолинитом (диккитом), гармотомом (цеолитная вода) и др. (*рис. 1е, 6д, 6е*). Действительно, нагрев обычных (не ППП) образцов, отобранных из БАК (с использованием реторты) до 250 °С показал, что содержание в них воды в 2–5 раз превышает таковое УВ (в БС) и до 30 и более раз (в АС). При этом, по данным пиролитических исследований, в составе образцов, отобранных из БС (не ППП), отмечается высокое содержание тяжелых УВ и Бит, а в таковых, поднятых из АС, напротив, преобладают низкомолекулярные УВ, а концентрация Бит невелика. То есть Бит, генерируемые $ОВ_{исх'}$ из-за высокой вязкости преимущественно остаются в составе БС и не эмигрируют на большие расстояния. Этот тип пород, как уже отмечалось ранее, можно назвать генератором нефтидов. Только небольшая часть образовавшегося Бит в виде гетеросоединений, входящих в состав образующейся нефти, эмигрирует во второй тип, т.е. в породы-коллекторы (ПП).

Нахождение среди новообразованных гидротермальных минералов сульфатов (ангидрита, барита) в кавернах и трещинах ПП указывает на присутствие кислорода, который окислил серу, находившуюся в составе тиобитума и/или пирита. Этот феномен объясняется полученными нами экспериментальными данными, свидетельствующими о том, что при высоких температурах (ориентировочно около 300 °С и выше) углекислота начинает активно проявлять свойства окислителя, поэтому можно написать следующее уравнение, отражающее динамическое равновесие:



При увеличении давления, в соответствии с принципом Ле Шателье, равновесие сдвигается влево, т.е. отмечается образование из окиси углерода и кислорода углекислоты. Напротив, при резком снижении давления (например, в результате образования трещин в фундаменте и осадочном чехле над поднимающимся из астеносферы магматическим телом) рассматриваемое равновесие смещается вправо, т.е. в системе появляются кислород и окись углерода. Образовавшийся кислород реагирует с тиобитумом и пиритом, окисляя их с образованием серной кислоты, которая, в свою очередь, взаимодействуя с карбонатами, образует сульфаты и углекислоту.

В результате неполного окисления углерода ОВ кислородом образуется дополнительное количество СО. Водород, который является обычным компонентом ювенильных флюидов, реагирует с СО с образованием углеводородов (процесс Фишера – Тропша), что приводит к увеличению суммарного количества нафтидов, формирующих залежи нефти в БАК.

Таким образом, тектоно-гидротермальное воздействие на рассматриваемые отложения не только приводит к формированию вторичных коллекторов и генерации нафтидов из ОВ_{иск}, присутствующего в составе БС, но и активному образованию дополнительных объемов «ювенильных» УВ.

Выводы

Выделение в осадочном разрезе отложений БАК однозначно осуществляется по результатам ГИС, в то время как проведение границы между баженовской и абалакской свитами вызывает определенные трудности. Поскольку по полученным данным вторичные коллекторы и в баженовской, и в абалакской свитах имеют одно и то же тектоно-гидротермальное происхождение, то представляется вполне логичным объединить их в единый БАК и оценивать их сум-

марные запасы, не подразделяя на отдельные объекты.

По данным ГИС также достаточно надежно в составе верхнеюрских отложений выделяются ППП, определяется их мощность, и строятся карты их суммарных толщин в пределах интересующих территорий.

На основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполненного на основе этих данных, осуществляется прогноз площадного распространения вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения в БАК. По полученным данным о мощности ППП и площади, в пределах которой происходило формирование в них вторичных коллекторов (ПП) тектоно-гидротермального происхождения, определяется их объем.

Следующий этап – это оценка величины пористости в выделенных объемах ПП. Однако в этом заключается основная трудность при подсчете запасов в БАК, т.к. необходимо оценить величину первичной (в радиоляритах, фосфоритовых копролитах) и вторичной (в силицитах и карбонатах) пористости, которая могла сформироваться в ППП в результате тектоно-гидротермального воздействия на них. Пока, к сожалению, отсутствуют достаточно надежные методы определения этих видов пористости с помощью данных ГИС, поэтому, вероятно, придется использовать экспертные оценки, основанные на установленных с помощью петрофизических исследований образцов керна, значениях пористости трещиноватых разновидностей силицитов (например, 3–5%) и псевдогранулярной пористости радиоляритов (например, 10–12%), а также фосфоритовых копролитов (например, 14–16%) (рис. 3, 6, 15). Однако вряд ли по данным ГИС можно надежно отличить силициты от радиоляритов, имеющих небольшую толщину, выделить сантиметровые прослои фосфоритовых копролитов, а тем более – определить их пористость. Еще сложнее оценить трещинно-кавернозную «пористость», формирующуюся в карбонатных разновидностях ППП. Для этого можно применить рентгеновскую томографию и/или газоволькуметрический метод при исследованиях полноразмерного карбонатного керна, сохранившего свою целостность, несмотря на наличие в нем трещин и каверн (рис. 5а–5г).

Большие надежды связываются с методом ЯМК, однако он фиксирует суммарное водородосодержание подвижных флюидов в поровом пространстве пород без их подразделения на воду и УВ. Хотя, как отмечалось ранее, можно с большой долей вероятности предполагать, что именно самые крупные поры, трещины и ка-

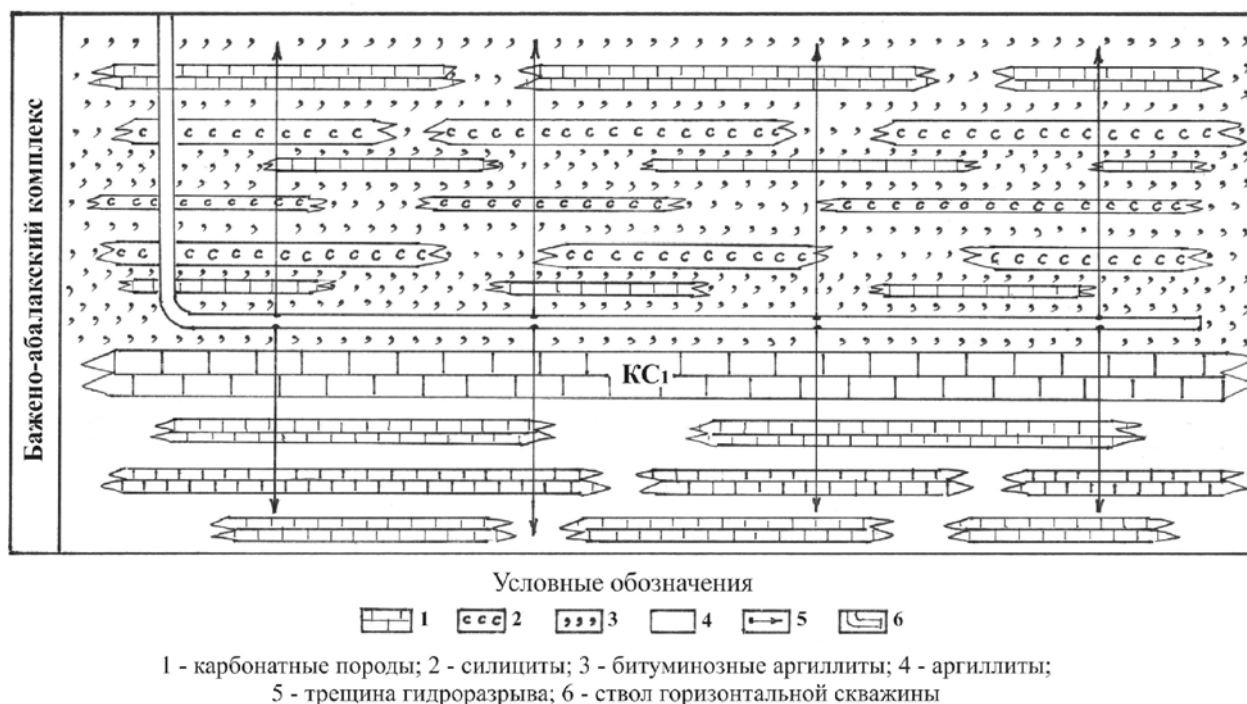


Рис. 25.

Схема проведения многостадийного гидроразрыва в горизонтальной скважине, пробуренной в бажено-абалакском комплексе: 1 – карбонатные породы; 2 – силициты; 3 – битуминозные аргиллиты; 4 – аргиллиты; 5 – трещина гидроразрыва; 6 – ствол горизонтальной скважины

верны заняты УВ, а мелкие – связанной водой. Высокомолекулярные УВ и гетеросоединения, большая часть которых входит в состав битума, как и связанная вода, имеют очень короткие времена релаксации, поэтому объем, занимаемый ими, вместе со связанной водой можно легко исключить из величины общей пористости, оставив лишь её эффективную часть, участвующую в подсчете запасов (рис. 3в, 3д, 6г, 15). Действительно, высокомолекулярные УВ и гетеросоединения, входящие в состав Бит, практически не извлекаются из порового пространства при разработке БАК, а остаются в порах, трещинах и кавернах (рис. 1а, 1б, 1д, 1е, 5д, 6в, 7, 8а, 8б, 11).

Тем не менее, комплексируя результаты определения пористости методом ЯМР и данные пиролиза, можно в неэкстрагированном керне пород-коллекторов оценить содержание остаточной воды и УВ, допуская, что пик S_1 характеризует количество «свободных» УВ, присутствующих в образце. Тогда, переведя весовое содержание УВ (нефти) в объемное ($V_{нефть}^{S1}$) и зная суммарный объем (по данным ЯМР) жидкой фазы ($V_{сум}^{ЯМР}$), можно определить объемное содержание остаточной воды ($V_{ов}$) в образце: $V_{ов} = V_{сум}^{ЯМР} - V_{нефть}^{S1}$. Затем, донасытив образец, например, водой ($V_{нас}^{ЯМР}$), можно определить эффективную ёмкость образца методом ЯМР ($V_{эф}$): $V_{эф} = V_{нас}^{ЯМР} - V_{ов}$.

При проведении петрофизических исследований керна, отобранного из БАК, следует обратить особое внимание на долю пустотного пространства, обусловленную микротрещинами, т.к. вполне вероятно, что повышенная пористость образцов, отобранных из продуктивных интервалов БАК, во многом обусловлена именно наличием этой микротрещиноватости, величина которой может составлять от 0,3–0,5 до 3–4% (рис. 1в, 15).

Полученные с помощью тектонофизического моделирования значения вторичной (тектоногенной) трещинной «пористости» носят существенно ориентировочный характер. Однако, тем не менее, они объясняют, почему при прочих равных условиях дебиты нефти, получаемые из ПП, входящих в состав АС, гораздо больше, чем из аналогичных по мощности ПП, содержащихся в баженовской свите. Действительно, и плотность трещин, и их раскрытость, и величина самой трещинной «пористости» по результатам тектонофизического моделирования в «абалакских» ПП заметно выше, чем в «баженевских» (рис. 20, 21, 22в–22е).

На основе комплексов данных о суммарной мощности ППП, площади их распространения, а также прогнозирования зон дробления (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования, выполненного на их основе) определяется объем продуктивных

отложений в составе БАК. Остается до конца не решенной проблема прогноза величины вторичной пористости, формирующейся в ППП, входящих в состав БАК, в результате воздействия на них тектоно-гидротермальных процессов и превращения их в ПП. Поэтому с целью получения более достоверных связей между структурным планом (по отражающему горизонту А) и величиной тектоногенной трещины «пористости», а также площадью зон дробления в БАК, следует продолжить тектонофизическое моделирование, используя в качестве основы данные сейсморазведки и результаты промыслово-геофизических исследований.

Поскольку подавляющее большинство продуктивных пластов кремнистого и карбонатного состава (ПП), приурочены к зонам тектоно-гидротермального воздействия на БАК и имеют небольшую протяженность (вероятно, первые сотни метров, реже – первые километры), то наиболее эффективным способом их разработки является метод многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах (рис. 25).

Если ПП обладают достаточно большой мощностью и протяженностью, как, например, пласт КС₁, то УВ-залежь, присутствующую в них, можно будет разрабатывать одной или единичными скважинами. Примерами могут служить

скв. № 15 Ем-Еговского месторождения, из которой добыто около 1 млн т нефти, или четыре скважины (№ 27, 28, 54 и 64), добыча из которых составила более половины от всего объема нефти, полученной на Салымском месторождении.

Использование категорий запасов, принятых для месторождений нефти с обычными (например, гранулярными) типами коллекторов, в случае с БАК неприемлемо. Для выделения площадей различных категорий необходимо использовать результаты ГИС (с целью выделения в разрезе БАК потенциально продуктивных и продуктивных пластов, определения их суммарной мощности и площади распространения) и результатов тектонофизического моделирования на основе данных сейсморазведки (для оконтуривания участков, отличающихся друг от друга по степени вероятности обнаружения УВ залежей в БАК).

При использовании этого запатентованного метода комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполненного на этих данных с привлечением данных ГИС, появляется возможность повышения эффективности ведения разведки, разработки и последующего подсчета запасов в таком сложном геологическом объекте, как БАК [9, 11, 18].

Литература

1. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 27–31.
2. Волков В.А. Еще раз об оценке пористости пород баженовской свиты // Недропользование XXI век. 2020. № 2а (85). С. 102–107.
3. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука. 1975. 536 с.
4. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36–40.
5. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Постников А.В., Постникова О.В., Козлова Е.В., Алексеев А.Д., Карпов И.А. Методические подходы к подсчету запасов и оценке ресурсов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 28–32.
6. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. 1979. № 9. С. 20–23.
7. Зубков М.Ю., Потапов А.Г. Спектры ЯМР пород бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Каротажник. 2014. № 8 (242). С. 3–32.
8. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. № 5. 2014. С. 58–72.
9. Зубков М.Ю. Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. № 3. 2016. С. 51–67.
10. Зубков М.Ю. Битумы в составе верхнеюрских отложений Западной Сибири и их связь с гидротермальными процессами // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 1 (37). С. 9–24.
11. Зубков М.Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе // Уральский геологический журнал. 2020. № 4 (136). С. 19–56.
12. Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Калмыков Г.А., Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Алексеев А.Д. Баланс углеводородных соединений нефтяного ряда в пиролизуемом органическом веществе баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 18–21.
13. Конторович А.Э., Занин Ю.Н., Меленевский В.Н., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н., Давыдов Д.Ю. Твердые битумы баженовской свиты Западно-Сибирской плиты и главные особенности их геохимии // Геохимия. 1999. № 8. С. 888–896.
14. Копыстьянский Р.С. Трещиноватость горных пород и её значение в нефтегазовой геологии. Киев: Наукова думка. 1978. 216 с.

15. Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири / Условия нефтегазосности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л.: Недра. 1980. С. 115–127.
16. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Шлёнкин С.И., Арутюнов С.Л., Дыбленко В.П., Рогоцкий Г.В. Новые технологии и решение прикладных задач. В 3 т. Т. 3. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред). М.: ЦИТВП. 2007. 434 с.
17. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.
18. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Патент RU 2183332С1 «Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов трещинного типа в осадочном чехле». Опубликовано 08.11.2000.
19. Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1979. № 18. С. 7–9.
20. Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: Строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 7. С. 1053–1074.
21. Скоробогатов В.А., Краснов С.Г. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1984. № 3. С. 15–19.
22. Терещенко Ю.А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // Московское общество испытателей природы. Отделение геологии. 1972. Вып. 47. № 5. С. 219–222.
23. Фрохт М.М. Фотоупругость. М.: Гостехиздат. 1948. Т. 1. 432 с.
24. Фрохт М.М. Фотоупругость. М.: Гостехиздат. 1950. Т. 2. 488 с.
25. Хаимова-Малькова Р.И. Методика исследований напряжений поляризационно-оптическим методом. М.: Наука. 1970. 116 с.
26. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1–10.
27. Jaglan H., Qayyum F., Huk H. Unconventional seismic attributes for fracture characterization // First Break. 2015. Vol. 33. № 3, 101–109.
28. Williams R.M., Pascual-Cebrian E., Gutmanis J.C., Paton J.S. Delineating fractures in the sub-seismic domain through seismic and image log analysis: a North Sea case study // First Break. 2017. Vol. 35. № 3. P. 49–57.

UDC 553.98;553.04

M.Yu. Zubkov, PhD, Director of OOO “ZapSibGTs”¹, Senior Researcher, Vice President of ROO “Nuclear Geophysical Society”, ZubkovMYu @ mail

¹ 11 Surgutskaya str., bldg. 4/9, Tyumen, 625002, Russia.

Calculation of Oil Reserves in the Bazhenov-Abalak Complex: Problems and Ways to Solve Them

Abstract. Some large oil companies have begun to develop oil deposits present in the Bazhenov–Abalak complex. However, at present, there is no generally accepted guideline document that allows for an adequate estimate of reserves in this geologically complex object. Some researchers consider it necessary to separate the Bazhenov and Abalak formations and calculate the oil reserves in each of the formations, while others insist that the reserves should be counted in both formations, which is justified by the complexity of the unambiguous drawing of the boundary between the formations, as well as due to the widespread use of the hydraulic fracturing method. formation, as a result of which hydraulic fractures are guaranteed to penetrate into the sediments of both formations. Until now, there is no unambiguous idea of the types of reservoirs that make up the Bazhenov–Abalak complex and the mechanism of their formation, as well as the methods of forecasting and identifying promising areas within certain fields, areas and license areas, which makes it difficult to carry out a conditional calculation of reserves within selected territories. The article substantiates the necessity of combining the Bazhenov and Abalak formations into a single calculation object. The types of reservoirs that make up both suites and their reservoir properties, the mechanism of their formation, criteria for local forecasting of areas promising for prospecting for oil deposits in the Bazhenov–Abalak complex based on the integration of seismic data and tectonophysical modeling are considered, which make it possible to determine the area of predicted hydrocarbon deposits. in the Bazhenov–Abalak complex. In addition, on the basis of the obtained experimental data, the possibility of the formation of inorganic (“juvenile”) oil along with organogenic (“juvenile”) oil in the Bazhenov–Abalak complex is considered.

Keywords: Bazhenov formation; Abalak suite; reservoir properties; types of collectors; potentially productive formations; tectonic–hydrothermal processes; tectonophysical modeling; promising zones.

References

1. Belkin V.I., Efremov E.P., Kaptelinin N.D. *Model' kolektorov nefi bazhenovskoi svity Salym'skogo mestorozhdeniia* [Model of oil reservoirs of the Bazhenov formation of the Salym field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1983, no. 10, pp. 27–31.
2. Volkov V.A. *Eshche raz ob otsenke poristosti porod bazhenovskoi svity* [Once again on the assessment of the porosity of the rocks of the Bazhenov formation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 2a (85), pp. 102–107.

3. Gzovskii M.V. *Osnovy tektonofiziki* [Foundations of tectonophysics]. Moscow, Nauka Publ., 1975, 536 p.
4. Gurari F.G., Gurari I.F. *Formirovanie zalezhei nefti v argillitakh bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Formation of oil deposits in mudstones of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1974, no. 5, pp. 36–40.
5. Gutman I.S., Potemkin G.N., Postnikov A.V., Postnikova O.V., Kozlova E.V., Alekseev A.D., Karpov I.A. *Metodicheskie podkhody k podschetu zapasov i otsenke resursov bazhenovskoi svity* [Methodological approaches to calculating reserves and assessing the resources of the Bazhenov formation]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2017, no. 3, pp. 28–32.
6. Dorofeeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. *Osobennosti formirovaniia kolektorskikh svoystv bazhenovskoi svity Salym'skogo mestorozhdeniia* [Features of the formation of reservoir properties of the Bazhenov formation of the Salym field]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1979, no. 9, pp. 20–23.
7. Zubkov M.Iu., Potapov A.G. *Spektry IaMR porod bazheno-abalak'skogo kompleksa Zapadnoi Sibiri* [NMR spectra of rocks of the Bazheno-Abalak complex of Western Siberia]. *Karotazhnik* [Karotazhnik], 2014, no. 8 (242), pp. 3–32.
8. Zubkov M.Iu. *Kollektory v bazheno-abalak'skom komplekse Zapadnoi Sibiri i sposoby ikh prognoza* [Reservoirs in the Bazheno-Abalak complex of Western Siberia and methods for their prediction]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], no. 5, 2014, pp. 58–72.
9. Zubkov M.Iu. *Otsenka regional'nykh i lokal'nykh perspektiv neftenosnosti bazhenovskoi i abalak'skoi svity Zapadnoi Sibiri* [Assessment of regional and local oil-bearing prospects of the Bazhenov and Abalak formations in Western Siberia]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], no. 3, 2016, pp. 51–67.
10. Zubkov M.Iu. *Bitumy v sostave verkhneiurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri i ikh sviaz' s gidrotermal'nymi protsessami* [Bitumen in the composition of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia and their relationship with hydrothermal processes]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], 2019, no. 1 (37), pp. 9–24.
11. Zubkov M.Iu. *Podschet zapasov nefti v bazheno-abalak'skom komplekse* [Calculation of oil reserves in the Bazheno-Abalak complex]. *Ural'skii geologicheskii zhurnal* [Ural Geological Journal], 2020, no. 4 (136), pp. 19–56.
12. Kozlova E.V., Spasennykh M.Iu., Kalmykov G.A., Gutman I.S., Potemkin G.N., Alekseev A.D. *Balans uglevodorodnykh soedinenii neftianogo riada v pirolizuemom organicheskom veshchestve bazhenovskoi svity* [Balance of hydrocarbon compounds of the oil series in the pyrolyzed organic matter of the Bazhenov formation]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2017, no. 3, pp. 18–21.
13. Kontorovich A.E., Zanin Iu.N., Melenevskii V.N., Zamirailova A.G., Fomin A.N., Davydov D.Iu. *Tverdye bitumy bazhenovskoi svity Zapadno-Sibirskoi plity i glavnye osobennosti ikh geokhimii* [Solid bitumens of the Bazhenov formation of the West Siberian plate and the main features of their geochemistry]. *Geokhimiia* [Geokhimiia], 1999, no. 8, pp. 888–896.
14. Kopystianskii R.S. *Treshchinovatost' gornyykh porod i ee znachenie v neftegazovoi geologii* [Fracturing of rocks and its importance in oil and gas geology]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1978, 216 p.
15. Krasnov S.G., Dorofeeva T.V., Lebedev B.A. *Geologicheskie usloviia neftenosnosti i priroda emkosti kolektorov bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Geological conditions of oil-bearing capacity and the nature of the reservoir capacity of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Usloviia neftegazonosnosti i osobennosti formirovaniia mestorozhdenii nefti i gaza na Zapadno-Sibirskoi plite* [Oil-and-gas bearing conditions and features of the formation of oil and gas fields on the West Siberian plate]. Leningrad, Nedra Publ., 1980, pp. 115–127.
16. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'ianov Iu.A., Shlenkin S.I., Arutiunov S.L., Dyblenko V.P., Rogotskii G.V. *Novye tekhnologi i reshenie prikladnykh zadach* [New technologies and solution of applied problems]. In 3 vol. Vol. 3. *Seismoakustika poristykh i treshchinovykh geologicheskikh sred* [Seismoacoustics of porous and fractured geological media]. Moscow, TsITVP Publ., 2007, 434 p.
17. Nesterov I.I. *Novyi tip kolektora nefti i gaza* [A new type of oil and gas reservoir]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1979, no. 10, pp. 26–29.
18. Zubkov M.Iu., Bondarenko P.M. *Patent RU 2183332C1 Sposob prognozirovaniia zon razvitiia vtorykh kolektorov treshchinogo tipa v osadochnom chekhle* [Patent RU 2183332C1 Method for predicting development zones of fractured secondary reservoirs in a sedimentary cover]. Published by 8 November 2000.
19. Prozorovich G.E., Sokolovskii A.P., Malykh A.G. *Novye dannye o treshchinovykh kolektorakh bazhenovskoi svity* [New data on fractured reservoirs of the Bazhenov formation]. *Problemy nefti i gaza Tiumeni* [Problems of oil and gas of Tyumen], 1979, no. 18, pp. 7–9.
20. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Iu., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel' A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. *Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri: Stroenie, korreliatsiia i tolshchiny* [Bazhenov Horizon of Western Siberia: Structure, Correlation and Thickness]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1053–1074.
21. Skorobogatov V.A., Krasnov S.G. *Nekotorye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Some criteria of the oil-bearing potential of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1984, no. 3, pp. 15–19.
22. Tereshchenko Iu.A. *Rezkaia anomalii plastovykh davlenii na Salym'skom mestorozhdenii v Zapadnoi Sibiri i ee vozmozhnaia priroda* [Sharp reservoir pressure anomaly at the Salym field in Western Siberia and its possible nature]. *Moscow Society of Naturalists. Otdelenie geologii* [Moscow Society of Naturalists. Department of Geology], 1972, issue 47, no. 5, pp. 219–222.
23. Frokht M.M. *Fotouprugost'* [Photoelasticity]. Moscow, Gostekhizdat Publ., 1948, vol. 1, 432 p.
24. Frokht M.M. *Fotouprugost'* [Photoelasticity]. Moscow, Gostekhizdat Publ., 1950, vol. 2, 488 p.
25. Khaimova-Mal'kova R.I. *Metodika issledovaniia napriazhenii polarizatsionno-opticheskim metodom* [Technique for researching voltages by the polarization-optical method]. Moscow, Nauka Publ., 1970, 116 p.
26. Khalimov E.M., Melik-Pashaev V.S. *O poiskakh promyshlennykh skoplenii nefti v bazhenovskoi svite* [On the search for industrial accumulations of oil in the Bazhenov formation]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1980, no. 6, pp. 1–10.
27. Jaglan H., Qayyum F., Huk H. Unconventional seismic attributes for fracture characterization // *First Break*. 2015. Vol. 33. № 3, 101–109.
28. Williams R.M., Pascual-Cebrian E., Gutmanis J.C., Paton J.S. Delineating fractures in the sub-seismic domain through seismic and image log analysis: a North Sea case study // *First Break*. 2017. Vol. 35. № 3. P. 49–57.



Н. П. Запывалов
д-р геол.-мин. наук
профессор
Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН,
главный научный сотрудник
ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Нефтяная парадигма XXI века

¹Россия, 630090, Новосибирск, Академгородок, ул. Академика Коптюга, 3.

Автор рассматривает ключевые проблемы, с которыми в XXI веке столкнулась нефтегазовая геология, и намечает основные пути ее дальнейшего развития. Отдельно останавливается на проблеме рисков и неопределенностей в нефтегазовом деле. Главным объектом нефтегазовых исследований автор считает флюидопородную систему – залежь нефти, рассматриваемую как эмерджентное скопление углеводородов

Ключевые слова: генезис нефти; живая флюидодинамическая система; риски и неопределенности; реабилитационные циклы; остаточная нефть; новые технологии

Много неожиданных событий произошло в XXI в. в различных сферах жизни, в том числе и в нефтегазовых делах. В течение XIX–XX вв. происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX в. накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений.

В XX в. большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но сохранялись некоторые противоречия, которых в XXI в. стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX в. увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел меня к выводу об ограниченной применимости классической теории. Кстати, А. Леворсен в конце прошлого века пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. ...нет необходимости искать особые материнские породы» [1].

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик А.А. Трофимук утверждал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10 000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [2].

Развитие нефтегазового дела стало одной из ключевых задач человечества. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. Все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей.

Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации. Нефть и газ – энергия, топливо и сырье для многих потребностей человечества.

Это убедительно подтверждается статистическими данными по динамике доказанных запасов нефти и по динамике добычи нефти в течение всего обозримого периода человеческой деятельности. По данным *BP Statistical Review of World Energy 2019*, доказанные запасы нефти в мире в 1998 г. составляли 163, в 2008 г. – 213,4, а в 2018 г. – 247,1 млрд т. Из того же источника следует, что добыча нефти в мире с 1985 по 2018 гг. при непрерывном росте увеличилась с 2791 до 4474 млн т. В России добыча нефти также растет. С 1998 г. по 2018 г. она увеличилась с 304 до 563 млн т за год (вероятно, эти цифры включают нефть, добываемую российскими нефтяными компаниями за рубежом.)

Автор считает, что главным **объектом** нефтегазовых исследований является флюидоподобная система – **залежь нефти** (эмерджентное скопление углеводородов) [3, 4].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Мулук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «Мы правильно выбрали место для бурения, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании *British Petroleum*. – Просто мы опоздали на 30 миллионов лет» [6]. Естественно, при этом были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – *British Petroleum*.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 г. в Мексиканском заливе на нефтяной платформе *Deepwater Horizon* на место-



Рис. 1.

Министр нефти и газа Индии Рам Наяк вручает главе российской делегации Н.П. Запывалову сосуд с анклашварской нефтью. Слева – президент ONGC Субир Раха (Международная конференция Petrotech-2003, Дели, Индия)

рождении Макондо (компания *British Petroleum*). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 000 км² [7]. Компания *British Petroleum* понесла убытки порядка 20 млрд долларов.

В этой связи уместно привести мнение первооткрывателя крупнейших азербайджанских месторождений А. Нариманова [8], который также отмечал большие риски и неопределенности в процессе поиска крупных нефтегазовых месторождений.

Многие геофизические методы безусловно требуют совершенствования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ (Новосибирск) В.С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100% достоверна. Она всегда делается с какой-то ошибкой».

В настоящее время очень большое значение приобретает геополитический фактор – отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жесткая борьба за прибыли приводят к планетарному кризису.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добы-

че нефти, можно наглядно описать следующей условной формулой [5]:

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука; Ч – человеческий фактор (профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент); Г₁, Г₂, Г₃ – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме; Т₁, Т₂ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [9]. Мой друг Субир Раха (рис. 1, 2), будучи президентом крупнейшей



Рис. 2.
Субир Раха и Н.П. Запивалов. Международная конференция Petrotech-2003 (Дели, Индия)

нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание на Геофизической конференции в Мумбаи в 2004 г.: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» [10].

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» [11]. Это же четко показал Сяо-Хуи Ву (старший консультант *Exxon Mobil*): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» [12].

Автор полагает, что для получения достоверной информации необходимо **натурное моделирование**.

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе

можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазо-насыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [3].

- Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер.

- Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что **залежь нефти является живой флюидопородной системой**, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции [13]. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми [4–14].

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, име-

ющую свойства **фрактальных структур**. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста [15]. В течение жизни и особенно в процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных (метасоматоз).

- Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [3, 16].

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравливает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5–8 Мпа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Такое значение оптимальной депрессии установлено для многих месторождений. Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5-8 \text{ МПа}$.

- Динамика состояния флюидопородной системы определяется величиной энергетического потенциала, т.е. уровнем внутренней (свободной) энергии. Поведение системы можно оценить через объемную плотность энтропии из уравнения:

$dT/dP = 1/S_v$; где S_v – объемная плотность энтропии [3].

- Сверхинтенсивная (насильственная) разработка легкодоступных запасов нефти (*EOR*, *Enhanced Oil Recovery*) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Это особенно проявляется при применении мощных ГРП. Следует применять щадящие методы и технологии *IOR* (*Improved Oil Recovery*¹), включая вибрационные

методы. Природно-техногенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Выводы

- К настоящему моменту в результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти (*EOR*) запасы остаточной нефти составляют 55–70%. Основные технологии *EOR* направлены на создание в системе фильтрационных каналов любой ценой (усиленный гидроразрыв и т.п.) [18]. Чтобы добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, требуются принципиально новые идеи и методы. Большой интерес и очевидные перспективы представляют прорывные нанотехнологии [17, 19–21].

- Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

- Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского месторождения Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной полигон [22].

- Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

- Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [23–25]. Следует учитывать, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации (как в медицине). Чтобы достичь эффективного и быстрого результата – восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважины, нужны принципиально новые методы и технологии.

- Нужно беречь и пополнять углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу. Масштаб использования альтернативных энергетических источников

¹ Опубликованная в Нью-Йорке статья «Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery» [18] о щадящих методах добычи нефти в противоположность насильственным методам, содержащая практические рекомендации по внедрению новых щадящих технологий разработки месторождений (Improved

oil recovery), вызывает огромный профессиональный интерес в международной научной социальной сети Research Gate. По состоянию на 28 июня 2020 г. она набрала 4247 прочтений специалистами из 83 стран мира, включая Россию, каждую неделю появляется около 60 новых прочтений.

(включая геотермальные) необходимо увеличивать с тем, чтобы на них приходилась основная доля энергетики.

- В нефтегазовом деле необходимы международная кооперация и глобализация. Было бы полезно принять некий **международный** нефтегазовый кодекс – соглашение о научных принципах в поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

- Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России является порочной. Необходимость восполнения запасов и научного исследования недр настоятельно диктует другие формы организации недропользования.

- Каждая крупная нефтяная компания должна в научных целях бурить сверхглубокие скважины (глубиной свыше 10 км) и оснащать их автономными датчиками, дающими возможность подробно изучать большие глубины.

- Необходимо создать Министерство геологии РФ в полном профессиональном формате.

- В настоящее время судьба **Западной Сибири**, этого главного нефтегазового региона России, многим видится в быстрейшем получении большого добычного потенциала за счет баженновской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки – на «бажен», за счет которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 млрд т добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры, определяющие очаговый характер возможной продуктивности. Во многих регионах мира от разработки подобных объектов отказываются по экологическим соображениям.

Под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это [13, 26]. Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остается на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей [27]. В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), тщательно и терпеливо испытывать интересные объекты. В случае получения слабых притоков или вязкой (битумной) нефти рекомендуется использовать вибрационные технологии (Институт горного дела СО РАН). Они относятся к категории *Improved Oil Recovery (IOR)*.

В XXI в. в Западной Сибири целесообразно и необходимо добывать также остаточную (трудноизвлекаемую) нефть на крупных месторождениях с использованием уже имеющейся инфраструктуры.

- Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. Наши знания о земных глубинах катастрофически недостаточны. Изучение нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса. Это серьезная задача для фундаментальной науки. ①

Литература

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир. 1970. Серия «Науки о земле». Т. 22. 638 с.
2. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ. 1997. 369 с.
3. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.
4. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 1. С. 206–211.
5. Zapivalov N. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. India. January 2019. Vol. 28, no 3, pp. 37-46.
6. История Муклук // Все о нефти. Доступно на: <https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html> (обращение 10.06.2021).
7. Звонова О. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // Аргументы и факты, 22 апреля 2014 г.
8. Нариманов А. «Наша цель – продлить нефтегазовую славу страны» // Азербайджанские известия, 19 сентября 2009 г. Доступно на: <http://www.azerizv.az/news/a-2939.html> (обращение 10.06.2021).
9. Запывалов Н.П., Павлов Ф.В. Индия – путь к большой нефти. 1955–2005. Новосибирск: Гео. 2005. 208 с.
10. Zapivalov N. New trends in petroleum geology // DEW: the Complete Energy Journal, India. 2005. Vol. 15, No. 02, December. P. 24-28.
11. Box G.E.P., Draper N.R. Empirical model building and response surfaces. – New York: John Wiley & Sons, 1987. – 424 p.
12. Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. – Lecture.

13. Запивалов Н.П. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 20–23.
14. Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века // Георесурсы. 2007. № 3. С. 11–12.
15. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО. 2009. 131 с.
16. Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадоксы и парадигмы // Горный журнал. 2012. № 54. С. 4–6.
17. Запивалов Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. 2013. № 3. С. 3–5.
18. Zapivalov N. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New-York, 2015. – Pp.81-94. – ISBN: 978-1-63463-943-9.
19. Запивалов Н.П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) / Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси: Сборник научных трудов. Вып. 3. Минск: Белгео. 2010. С. 39–44.
20. Zapivalov N. Petroleum Geology and Geophysics in the 21st Century. A compendium of scientific works published in DEW Journal over thirteen years. – Technology publications: Technical books publishers and contributors, 2014. – Editors: Mikhail Epov, Arun Kumar Singhal. – Dehradun, India. – 244 p.
21. Zapivalov N. Petroleum geology: science and practice in the 21st century. New ideas and paradigms // International Journal of Petroleum Technology. – 2015. – Vol. 2, No. 2. – Pp. 40-44.
22. Запивалов Н.П. Нефтяной полигон для образования, науки и практики // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. № 4. С. 49–56.
23. Запивалов Н.П. Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири // ЭКО. 2015. № 5. С. 111–117.
24. Запивалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20–24 мая 2002 г., г. Москва. М.: ГЕОС. 2002. С. 330–332.
25. Запивалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сборник трудов международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». М.: МГУ. 2015. С. 85–87.
26. Zapivalov N. Exploring exploration: new paradigms // DEW: the Complete Energy Journal, India. – 2006. – Vol. 16, No. 02, December. – P. 40-45.
27. О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири / Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области. Сборник научных трудов открытой научной конференции, г. Томск. 6, 21 июня 2018 г. Томск: ТПУ. 2018.

UDC 553.982

N.P. Zapivalov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Researcher, Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS¹, ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

¹3 Academician Koptyug str, Novosibirsk, 630090, Russia.

Oil Paradigm of the XXI Century

Abstract. The author examines the key problems that oil and gas geology faced in the 21st century and outlines the main ways of its further development. Separately dwells on the problem of risks and uncertainties in the oil and gas business. The author considers the main object of oil and gas research to be a fluid–rock system – an oil reservoir considered as an emergent accumulation of hydrocarbons.

Keywords: genesis of oil; a living fluid–dynamic system; risks and uncertainties; rehabilitation cycles; residual oil; novel technologies.

References

1. Levorsen A. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas]. Moscow, Mir Publ., 1970. Series “Earth Sciences”, vol., 22, 638 p.
2. Trofimuk A.A. *Sorok let boreniia za razvitiie neftegazodobyvaiushchei promyshlennosti Sibiri* [Forty years of struggle for the development of the oil and gas industry in Siberia]. Novosibirsk, SO RAN, NITs OIGGM Publ., 1997, 369 p.
3. Zapivalov N.P., Popov I.P. *Fluidodinamicheskie modeli zalezhei nefi i gaza* [Fluid-dynamic models of oil and gas deposits]. Novosibirsk, Geo Publ., 2003, 198 p.
4. Zapivalov N.P. *Dinamika zhizni neftianogo mestorozhdeniia* [Dynamics of the life of an oil field]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 2012, vol. 321, no. 1, pp. 206–211.
5. Zapivalov N. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. India. January 2019. Vol. 28, no 3, pp. 37-46.

6. *Istoriia Mukluk* [History of Mukluk]. *Vse o nefiti* [All about oil]. Available at: <https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html> (accessed 10 June 2021).
7. Zvonova O. *Avariia v Meksikanskom zalive: khronika sobytii i ekologicheskie posledstviia* [Accident in the Gulf of Mexico: chronicle of events and environmental consequences]. *Argumenty i fakty* [Arguments and facts], 22 April 2014.
8. Narimanov A. «*Nasha tsel' – prodlit' neftegazovuiu slavu strany*» [Our goal is to extend the oil and gas glory of the country]. *Azerbaidzhanskii izvestiia* [Azerbaijan News], 19 September 2009. Available at: <http://www.azerizv.az/news/a-2939.html> (accessed 10 June 2021).
9. Zapivalov N.P., Pavlov F.V. *India – put' k bol'shoi nefiti. 1955–2005* [India is the road to big oil. 1955–2005]. Novosibirsk: Geo Publ., 2005, 208 p.
10. Zapivalov N. New trends in petroleum geology // *DEW: the Complete Energy Journal*, India. 2005. Vol. 15, No. 02, December. P. 24–28.
11. Box G.E.P., Draper N.R. *Empirical model building and response surfaces*. – New York: John Wiley & Sons, 1987. – 424 p.
12. Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. – Lecture.
13. Zapivalov N.P. *Sovremennye geologicheskie kontseptsii i tekhnologii prognoza, razvedki i osvoeniia neftegazovykh mestorozhdenii* [Modern geological concepts and technologies for forecasting, exploration and development of oil and gas fields]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2005, no. 11, pp. 20–23.
14. Zapivalov N.P. *Neftegazovaiia geologiia: paradigmy XXI veka* [Oil and gas geology: paradigms of the XXI century]. *Geosursy* [Geosursy], 2007, no. 3, pp. 11–12.
15. Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I. *Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoi geologii i geofizike* [Fractals and nanostructures in oil and gas geology and geophysics]. Novosibirsk, GEO Publ., 2009, 131 p.
16. Zapivalov N.P. *Neftegazovaiia geologiia: paradoksy i paradigmy* [Oil and Gas Geology: Paradoxes and Paradigms]. *Gornyi zhurnal* [Gornyi Zhurnal], 2012, no. S4, pp. 4–6.
17. Zapivalov N.P. *Geologicheskie i ekologicheskie riski v razvedke i dobyche nefiti* [Geological and environmental risks in oil exploration and production]. *Geosursy* [Geosursy], 2013, no. 3, pp. 3–5.
18. Zapivalov N. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New-York, 2015. – Pp.81–94. – ISBN: 978-1-63463-943-9.
19. Zapivalov N.P. *Metasomaticheskaia dolomitizatsiia i neftegazonosnost' karbonatnykh porod (nanoeffekty obrazovaniia vtorichnykh vysokoproduktivnykh kollektorov)* [Metasomatic dolomitization and oil and gas content of carbonate rocks (nanoeffects of formation of secondary highly productive reservoirs)]. *Geologiia, poiski i osvoenie mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh Belarusi* [Geology, prospecting and development of mineral deposits in Belarus]. Collection of research papers, issue 3, Minsk, Belgeo Publ., 2010, pp. 39–44.
20. Zapivalov N. *Petroleum Geology and Geophysics in the 21st Century. A compendium of scientific works published in DEW Journal over thirteen years*. – Technology publications: Technical books publishers and contributors, 2014. – Editors: Mikhail Epov, Arun Kumar Singhal. – Dehradun, India. – 244 p.
21. Zapivalov N. *Petroleum geology: science and practice in the 21th century. New ideas and paradigms* // *International Journal of Petroleum Technology*. – 2015. – Vol. 2, No. 2. – Pp. 40–44.
22. Zapivalov N.P. *Neftianoi poligon dlia obrazovaniia, nauki i praktiki* [Oil testing ground for education, science and practice]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz* [Izvestiya vuzov. Oil and gas], 2019, no. 4, pp. 49–56.
23. Zapivalov N.P. *Piat' neotlozhnykh mer neftedobychi v Zapadnoi Sibiri* [Five urgent measures of oil production in Western Siberia]. *EKO* [ECO. All-Russian Economic Journal], 2015, no. 5, pp. 111–117.
24. Zapivalov N.P. *Reabilitatsionnye tsikly – osnova vospolneniia aktivnykh zasposov na razrabatyvaemykh mestorozhdeniakh* [Rehabilitation cycles- the basis for replenishing active reserves in developed fields]. *Degazatsiia Zemli: geodinamika, geofluidy, neft' i gaz* [Degassing of the Earth: geodynamics, geofluids, oil and gas]. Materials of the international conference in memory of academician P.N. Kropotkin, May 20–24, 2002, Moscow, GEOS Publ., 2002, pp. 330–332.
25. Zapivalov N.P. *Reabilitatsionnye tsikly – osnova aktivnogo dolgoletii i vysokoi konechnoi nefteotdachi neftenasyschennykh system* [Rehabilitation cycles- the basis for active longevity and high final oil recovery of oil-saturated systems]. Proceedings of the international scientific and practical conference «*Novye idei v geologii nefiti i gaza*» [New ideas in the geology of oil and gas]. Moscow, MGU Publ., 2015, pp. 85–87.
26. Zapivalov N. Exploring exploration: new paradigms // *DEW: the Complete Energy Journal*, India. – 2006. – Vol. 16, No. 02, December. – P. 40–45.
27. *O neftegazonosnosti paleozoi Zapadnoi Sibiri* [On the oil and gas potential of the Paleozoic in Western Siberia]. *Kontseptual'nye modeli i vozmozhnye puti poiska zalezhei uglevodorodov v doiurskom komplekse Tomskoi oblasti* [Conceptual models and possible ways to search for hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic complex of the Tomsk region]. Proceedings of an open scientific conference, Tomsk. 6, 21 June 2018, TPU Publ., 2018.



M.Z. Rachinsky
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Professor
Member of RANS
Environmental Solutions International
Principal Consultant
rachinskymz@gmail.com



V.A. Karpov
PhD
Expert State Commission on Mineral Reserves
valkarp@yandex.ru.

Fluid Dynamic Concept of Hydrocarbon Accumulation in Natural Reservoirs

¹P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA.

The article deals with the issues of the genesis, migration and accumulation of hydrocarbons at super-depths (10–12 km) of the sedimentary cover and in the protrusions of the crystalline basement. The small possibility of the formation of deposits and oil and gas fields due to the downward filtration of fluids from the "parent" complexes located higher along the section is substantiated. An alternative concept is proposed for the introduction of high-temperature protrusions of the substrate into the dislocation of sedimentary rocks during the inversion periods of tectogenesis, accompanied by volatile mantle agents that sorb rock organic matter and polymerize it into retrograde hydrocarbons of the oil series.

Keywords: super-depths; foundation protrusions; oil and gas content; downward migration; genesis of hydrocarbons; deposits and deposits; tectogenesis; upper mantle.

Most modern oil and gas-accumulation theories, schemes and models apriori assume that allochthonous hydrocarbons (HC) migrating from zones and foci of their generation with high normalized pressure gradients concentrate practically without cardinal geologic restrictions in autochthonous natural reservoirs with lower reservoir energy levels. However, in real geologic environment this process is much more complex and requires the observance of a mandatory set of necessary and sufficient conditions for its implementation. The mandatory and practically the main one is the presence (creation) in traps, released of syngenetic ground water and brines, of unoccupied pore-fracture voids capable of

accumulating high-pressure HC's arriving as a result of migration.

In principle, hydraulic drainage of reservoirs is possible only through three mechanisms. These are:

- Regional elision (expulsatory) water flow up the regional dip, from basin centers toward their periphery;
- Effect of confined pressure on ground water directly within traps with expulsion it by incoming high-pressure fluids into deeper portions of folds;
- Vertical, sometimes up to the surface, cross-flow-injection upward fluid flow.

As tudy of their implementation and interrelations is the content of the proposed fluid-dynamic concept of oil and gas accumulation.

There are a number of serious geologic restrictions for the elision (expulsatory) fluid-mass-exchange. The restrictions cast doubt on the possibility of its implementation in the objective geologic medium. Among those restrictions are:

- Maximum, per unit time, expulsion of pore water from subsiding clays occurs within 1.5 to 1.8 km depth interval. Thus, most intense throughput occurs at the earliest formation stage of hydrodynamic complexes (systems). The released water amount in the course of further subsidence becomes insignificant and incapable of supporting continuous lateral sedimentogenic water flow from the centre of depressions and troughs to their flank framework (Rachinsky, 1982; Rachinsky and Chilingar, 2008).

- Practically in all basins, regional tectonic motions frequently change the vector and sign; practically all basins display a mosaic step-block architecture.

- Different stratigraphic complexes, intervals and lithofacies come into contact across extended regional deep-seated lineaments separating isolated steps and blocks.

- The deposition of major stratigraphic units was disrupted by large hiatuses; components of the stratigraphic sections are thinning and continuously pinching-out from the centre of basins to their flank framework. This causes the formation of hydrodynamically dead-ended areas.

- Rock sections are drastically nonuniform in terms of their lithofacies and reservoir properties (porosity and permeability), their clay content increases down the regional dip, from basin flanks toward the central portions.

- Increasing clay content causes deterioration in reservoir properties due to increased dispersiveness of clastic material, increased content of the pelite and silt fractions in the rock granulometry, decreased porosity and growth in pore channel sinuosity, decrease in fracturing of carbonate intervals down the regional dip.

- Ground water in finely-dispersed poorly permeable rock areas of low regional hydraulic dip display non-Newtonian behavior (Gurevich, 1969; Mirzajanzade, 1970; Bondarenko, 1973; Rachinsky, 1975; Valukonis and Khodkov, 1979).

- Horizontal hydraulic resistance drastically increases along the way of lateral water flow as the distance to charge zones grows and vertical resistance in the same direction declines (this vertical resistance defines mandatory conversion of lateral migration into the vertical one – Vsevolozhsky, 1996; Dyunin and Korzun, 2005).

It should be kept in mind that water may be partially expelled, squeezed out into higher permeability interbeds also horizontally. However, neces-

sary conditions of that are horizontal permeability several times greater than the vertical one and parallel reservoirs and their shale-out low permeability interbeds lamination surfaces (Shchelkachev and Lapuk, 2001; Smith, Erdman and Morris, 1972). When these conditions are not met regionally (which is typical of most basins), lateral water release from clay rocks undergoing consolidation may occur on a relatively small scale and only from a restricted zones of their direct contact with reservoirs. It is quite likely that in such a case the amount of water expelled from unit volume of rocks per unit time will be incapable of initiating and supporting their continuous broad elision flow.

The formation mechanism of hydrocarbons accumulating in empty pores and fractures would be hypothetically feasible due to the compressibility effect of reservoir-syngenetic saline gas-saturated ground water. That could have occurred as vary-density laterally migrating HC fluids penetrated into stepwise positioned traps up the regional dip. (This is a widely-known differential entrapment scheme by Gussow-Savchenko-Maksimov). Under this concept, it is a priori assumed that hydrocarbons inflowing into the traps, as having lower specific gravity compared with syngenetic reservoir water and brines, would accumulate in the traps according to fluid density. Hence, they would displace from the traps their fill-up of previous in situ water phase. ***Substantial limitation to the correctness of this approach is total nebulosity as to where to and how the water volume, which previously filled-up the trap, is removed by the arriving HC.*** Ground water compressibility (accounting for its salinity and gas-saturation) is about $(2.7 \text{ to } 5) \cdot 10^{-4}$ MPa (Dodson and Standing, 1944). Taking this into consideration, a clear incompatibility of the pore space volume in practically any hydrocarbon accumulation (millions of cubic meters) with a decrease in the volume of water-saturated portion of a trap only due to compressibility of its ground water is obvious.

The Gussow scheme also disregards the following. A trap closest to the HC-generating focus, having accepted due to its water compressibility some hydrocarbon volume, would have immediately become kind of hydraulic “deadlock”. Thus, any further lateral fluid migration up the regional dip would have become unlikely. In this case, increasing horizontal hydraulic resistance will mandatorily result in the emergence of vertical force vectors with the subsequent hydraulic fracturing and transformation in the direction of fluid migration up the formed fractures of rock integrity.

At the same time, it was shown by analyzing the distribution of oil and gas occurrences over the area and in stratigraphic intervals and depth subcrops that the following takes place. Oil and gas occur-

rences in most basins of various tectonotype obligatory space-time match between HC accumulations' geologic position and formation time and areals, areas, zones and local positions (foci) and timing of paleo- and modern discharge of regional (zonal, local) geofluid-dynamic systems. This discharge may have been at the surface or at depth, open through lithological and tectonic unconformities or hidden (dispersed through aquicludes penetrability barriers). This match is established based on consistent spatial association of commercial hydrocarbon saturation with a number of phenomena. These phenomena include most tectonically deformed territories, areas and foci, regional and local mud volcanism, manifestations of clay exo- and crypto-diapirism, salt dome tectonics. Also among them are fracturing, deep-feed salt lakes, upwelling sub-artesian thermal springs, surface and submarine HC, saline ground water and brine shows, hydrochemical, piezometric, geothermal, palynological, isotope and other anomalies of overflow-injection origin. Hydrothermal formations (travertine, soda formations and secondary quartzites), solid bitumen aggregations (pole-like nekks), oil, ozokerite, asphalt and kir sheets, manjak veins and dykes, erosion cuts and paleo- and present-day river valleys belong to these phenomena as well (Krotova, Ovchinnikov, Rachinsky, Dyunin, Gurevich, Hunt, Chilingar, Levorsen, Hubert, Russell, Ver-Wibe, etc.).

All stated associations appear in the most contrasting form in "young" compositionally complex "nonequilibrium" (active, "excited") oil and gas basins of Alpine and recent folding. Typical of these basins are a number of features, which include the step-block architecture, very thick sediment cover (up to 26-32 km in the South Caspian Basin), great depth (up to 7-12 km) of potentially productive intervals. Among these features are also mismatching tectonic plans of different structure-formational stages, which in some (mostly Cenozoic) intervals are supplemented by uncompensated avalanche deposition; geologic section rhythmicity expressed in periodical replacement, in vertical direction, of clay varieties with sands. They also include regional lens-forming of some intervals up and down the regional dip; active manifestation of stress-caused paleo- and neotectonic mechanisms; intense fault, diapir, fracture, nappe disharmonious tectonics with common *mélange* "twisted" bedding of "broken" clays; isoclinal and "recumbent" folded forms, autonomous structural and fault formation of "regenerated" fluids born in the foci of phase transitions among "excited" geologic volumes (Rachinsky, 1982; Guliyev, Fedorov and Kulakov, 2009). Other specifics are inversion in some regions of sedimentary section density sequence (seismic velocities) accompanied in some Ceno-

zoic intervals by thick (up to 3-5 km) unconsolidated (undercompacted, sometimes quasi-liquid) clays of low shear strength, waterlogged, viscoplastic (mostly montmorillonite), with huge resource of cumulative elastic energy of compressed fluids with abnormally-high pore pressure reaching sometimes the geostatic level. They are also characterized by periodic relaxation ("discharge") resulting in rock deformation together with their fluids, by seismic velocity inversion on seismic profiles of some areas with chaotic seismic reflections accompanied by negative gravity, electric and acoustic anomalies tracing powerful subvertical self-similar fluid migration channels. In some sedimentary section zones form thick high-permeability (fluid-conducting) local volumes of "turbulent" geologo-geophysical fields – foci and zones of spontaneous discrete geovibrations of various intensity and are spontaneously generated phase-differentiated supplemental pore fluid volumes, which occurs during dehydration in lattice and inter-package spaces of smectite-group minerals. Other accompanied phenomena are self-acting disintegration of gas-hydrates into components under appropriate thermobaric environment; broad commonality of tectonic fracturing zones; in some basins, intense mud volcanism synchronous with neotectonic paroxysms; high macro- and micro-seismicity; specific (sometimes inversion) hydrochemical profile; the commonality of super-hydrostatic formation pressures and large-scale throughgoing inter-stage, inter-formation and inter-reservoir fluid-mass-transfer.

The aforementioned indicates a need to consider mandatorily in analyzing prospects (zones, areas, fault blocks) viewed as potentially productive the presence or absence in the section of fluid migration channels from deep generation foci to hydrocarbon accumulation zones. Obviously, such channels are zones of elevated fracturing, contacts of diapir invasion, mud volcano eruptive plugs, lithofacies unconformities ("hydrogeological windows"), rock decompaction zones and other disruptions of geologic medium. These disruptions may be identified in geophysical fields as clear disturbance in these areas of local and regional folding. In such cases, the energetic fluid migration forms in the sediment cover various kinds of subvertical hydraulic communications channels. These channels are filled up with decompacted plastic (sometimes quasi-liquid) sediment material (Aliyeva, 2003). Under favorable conditions, this material may be an instrument of powerful depth hydraulic fracturing. The sedimentary material consistency and decompaction extent vary depending on the intensity, direction and duration of tectonic stress and migration impulses. These features cause the appearance of specific signatures on seismic profiles, which to a

certain extent enable identification and sometimes even mapping of migration channels (the so-called "gas chimneys").

The spatial interrelation between fields and hydrodynamic drainage foci of natural fluid systems is most contrasting in some basins. These basins are:

- In Europe, Padan, Adriatic, Viennese, Pannonian, Transylvanian, Carpathian, Indolo-Kuban, Ural-Volga, Mid- and South Caspian basins.

- In Asia, the Mesopotamian, Zagros, Central Iranian, West Siberian, Fergana, Afghan-Tajik, Punjab, Assam, Bengal, Irrawaddy-Andaman, Sumatra, Java, Sakhalin, Niigata and Taiwan basins.

- In Africa, Reef, Tel, Atlas, Guiney Bay basins.

- In America, Cook Bay, West Canada, Californian basins, Rocky Mountain, Gulf Coast, Appalachian, Maracaibo, Orinoco and Reconcavo basins.

- In Australia and Oceania, the Internal East Australian, Bowen Surat and Papua basins.

Classic examples supporting on specific material the objective nature of the described genetic connection may be exhaustively studied oil and gas basins in the Alpine mobile belts – intermontane basins of California, Maracaibo, Orinoco, Irrawaddy-Andaman, Viennese, Pannonian, South Caspian where fields formed, in view of most scientists, no earlier than in Miocene-Quaternary.

Obligatory genetic conjunction of regional oil and gas accumulation zones and individual hydrocarbon fields with discharge areas of fluid-dynamic systems is supported by quite small amount of hydrocarbon accumulation in some basins. These basins possess sufficient oil-generative potential (the availability, content and extent of organic matter maturation, region's geologic history, thermal regime, etc.) and concentration potential (the availability of reservoirs, traps, permeability barriers, etc.) but also have a high degree of hydrodynamic closeness and practical absence or exceptionally small scale of through to the surface (current or paleo) vertical-lateral current and paleo fluid-mass-transfer. These are Anglo-Paris basin, Baltic and Moscow Synclizes, Dobruja Foredeep, internal zone of the North Caspian Depression, Syr Darya Depression, etc. The role and importance of the last circumstance in the formation of commercial oil and gas occurrences are especially clear in the North Caspian Depression where all known fields are associated with its quite deformed flank zones (Astrakhan, Volgograd, Saratov Volga regions, Orenburg area, Buzachi Arch, Emba, Karaton-Prorva, Zharkomys-Enbek areas) (Rachinsky, 1982, 1990; Kerimov and Rachinsky, 2011).

Conjunction of commercial oil and gas occurrences with the territories, intervals and stages of piezometric minima formation, as follows from the data quoted, is objectively manifested in most

real geologic environments. It does not depend on specific of their general geology and petroleum geology indicators and parameters (platform regions, geosynclines, mobile belts, section and reservoir types, mode of occurrence and morphology of reservoirs, traps and fields). Therefore, it defines ***a unique mandatory subordination canon of the place and time of hydrocarbon accumulation-forming processes to the points and periods of functioning of mechanisms lowering energy resources for the subsurface fluid medium.***

Spatial correspondence of oil and gas occurrences with regional and local piezometric minima is the principle generalized expression of the substance of oil and gas accumulation zones, individual fields and accumulations formation. This is apposition that HC accumulation in traps suggests as the most important necessary condition certain phenomenon. This phenomenon is, parallel in time with HC migration, vacation of the pore-fracture reservoir space from previous lyfilling syngenetic sedimentogenic ground water. This phenomenon secures the formation within the mvoid pore and fracture capacity to be filled up with migrating hydrocarbon fluids.

At all other conditions equal, the likelihood of accumulations and fields formation and oil and gas reserve amount directly depends on the extent of ground water emigration from traps. This likelihood progressively increases with the optimization of emergence conditions of accumulating pore and fracture space. It is controlled by both physical constants of syn-reservoir ground water and porosity of the fluid-conducting fault tectonics, of fracture zones, of hydrogeological "windows", mud volcanism, etc. All these constants provide for the implementation of large-scale interformational and inter-reservoir fluid crossflows up to their present-day or paleo-effusion onto the surface.

Practical absence of infiltration water-exchange and substantially restricted (to a depth of about 1,500-1,800 m) elision water-exchange (Rachinsky, 1982; Rachinsky and Chilingar, 2008) are established in all basins. Against this background a number of phenomena are identified. These phenomena are:

- Established in all basins mosaic areal distribution of vertical hydrochemical zoning strictly compliant with the regularities of mixing water from overlying and underlying intervals.

- Commonality of local and zonal hydrogeochemical, piezometric, geothermal, isotopic, paly-nological, etc., anomalies of respective regional fields associated with tectonically disturbed areas of mud volcanism and diapirism.

- Fill-up of fractures with hydrothermal formations.

- Surface effusions of high-pressure hydrotherms, etc.

These phenomena objectively attest to large-scale implementation of strong vertical ascending interformational fluid crossflows. These crossflows use the system of high-amplitude fault and prove ***the domination in the rocks of conceptually new type of geohydrodynamic systems. These systems are of the pulsation crossflow-injection nature and embrace quite large stratigraphic and hypsometric ranges of the sediment sequence (lower and upper hydrogeological stages) and are synchronous with regional and local paleo and neotectonic phases*** (Kerimov and Rachinsky, 1990; Rachinsky and Chilingar, 2007).

Thus, the following intrinsic principles constitute the theoretical foundation for the fluid-dynamic concept of the formation and placement of oil and gas occurrences:

(1) Under all other necessary and sufficient geologic conditions equal, the major factor providing for the formation of hydrocarbon aggregations in natural reservoirs is the mandatory release of their void space (pores, fractures) of filling them up syngenetic sedimentogenic water. This release is synchronous with the fluid migration and is creating unoccupied accumulating volumes capable of being saturated with hydrocarbons migrating from generation zones and foci.

(2) Under any tectono-structural, stratigraphic and lithofacies environment geologic bodies acquire the property of natural hydrocarbon reservoirs (traps) only at the implementation of their hydraulic drainage.

Thus, it is ***exceptionally important and mandatory*** to realize that the major criterion in the oil and gas exploration is not only the notional quartet of general geology qualitative parameters (“potential oil/gas source rocks – reservoirs – traps - barriers”). These parameters describe only *hypothetical possibility* of commercial hydrocarbons. The major criterion is also rigid, basin (region, area, tectonic zone) – appropriate quantitative balance of ground water outflow from reservoirs and inflow into the traps of depth fluid migration agents, which define *the time-real probability* of their fill-up with oil or gas. The first aggregation of in dicesis an amalgamation of only *necessary* but not at all *sufficient* factors for the formation of commercial oil and gas occurrences. The first one defines only the possibility of an event whereas the second one describes its probability.

In view of the said a critical reconsideration and updating appears conceptually necessary of the existing notion and interpretation of a “hydrocarbon trap” image and upgrading it with the mandatory inclusion of the probability of outflow from the

reservoir of any morphogenetic modification of its earlier ground water fill-up. It follows from this that exploration should be orientated towards zones, areas and prospects of active paleo and present day fluid mass transfer.

As the foundation of fluid-dynamic concept of oil and gas occurrences formation and placement is viewed the fact, established in overwhelming majority of all world basins, of mandatory spatial association between oil and gas accumulation zones and individual productive structures, and discharge (drainage) areals and points of subregional hydro (fluid) dynamic systems. Provided these discharge (drainage) areals and points are conjugated with major first and second order lineaments, mud volcano eruptives, diapirism, etc.

The implementation of such approach through a system of special methodological techniques (Kerimov and Rachinsky, 1990; Rachinsky and Chilingar, 2007) enables quite reliable identification of environments with absent or seriously restricted migration, optimum conditions for the formation and preservation of phase-different hydrocarbon accumulations and fields and their degrading and destruction. It also provides an opportunity at the early exploration stages of reliable differentiation in the entire stock of prospects those productive (oil- or gas-saturated) and “empty” traps and correspondingly conducting high-efficiency purposeful search of the zones of mostly oil and/or gas aggregation, natural hydrocarbon accumulations and fields (Rachinsky, 2008; Kerimov and Rachinsky, 2011).

An objective confirmation of the proposed concept is the association recorded in all global basins of major hydrocarbon reserves with the depth range of down to 2-4 km (Maksimov et al., 1985; Lindtrop et al., 1970). It covers on the order of 85%, out of which 70% are in contact zones of platforms with geosynclines, i.e., most mobile Earth crust areas with active water-exchange, neotectogenesis and a combination of optimal conditions for the discharge of fluid-dynamic systems.

The specificity of such hydrocarbon distribution is defined by the association between variable nature of fluid-dynamic subsurface regime in the geologic section and, in particular, ground water mobility and discharge conditions. Obviously, upper sediment section intervals have more favorable conditions for syngenetic water emigration from natural reservoirs as compared with deeply buried ones. The latter circumstance in general case inhibits the possibility of common occurrence of large hydrocarbon aggregations at great depths (over 4 km).

A number of very large super-deep accumulations were discovered in recent years. They include

Tiber Field with productive intervals at 10.6-12 km and inplacereserves of 0.5 to 0.8 BT in the LowerTertiary deposits (Paleocene-Eocene) in the Gulf Coast region, Tahiti Field in the Gulf Coast region in a reservoir at depth 7-8.5 km (Lower and Middle Miocene) with recoverable reserves of up to 60-70 MMT and many others. With in the framework of the proposed concept, the sediscoveries indicate the formation at synchronous paleo-discharge of

their traps during the period when they were at depths no greater than 4-5 km. That enabled the implementation of not strongly obstructed drainage. It means the drainage occurred prior to the avalanche subsidence (immersion) of the overlying deposits. In the process of subsidence, the reservoirs already filled up with hydrocarbons at much shallower depths were transported to very great depths. **И**

References

1. Aliyeva E., 2003. A model of hydrocarbon generation and accumulation and its application in geologic exploration of the deep-water part of Caspian. 65 th.EAGE, Stavanger, 2003.
2. Vsevolozhskii V.A., Diunin V.I. *Analiz zakonornosti gidrodinamiki z glubokikh plastovykh sistem* [Analysis of the regularities of hydrodynamics from deep reservoir systems]. *Vestnik MGU. Geologiya* [Moscow State University Bulletin. Geology], 1996, no. 3, pp. 61–72.
3. Glumov I.F., Malovitskii Ia.P., Novikov A.A., Senin B.V. *Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo moria* [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow, Nedra Publ., 2004.
4. Guliev I.S., Fedorov D.A. i Kulakov S.I. *Neftegazonosnost' Kaspiiskogo regiona* [Oil and gas potential of the Caspian region]. Baku, Nafta-Press Publ., 2009, 409 p.
5. Gurevich A.E. *Prakticheskoe rukovodstvo po izucheniiu dvizheniiu podzemnykh vod pri poiskakh poleznykh iskopaemykh* [A practical guide to studying the movement of groundwater in the search for minerals]. Leningrad, Nedra Publ., 1980.
6. Durmish'ian A.G., Rachinskii M.Z. *Anomal'no vysokoe porovoe davlenie kak faktor formirovaniia plikativnykh i diz''iunktivnykh dislokatsii* [Abnormally high pore pressure as a factor in the formation of plicative and disjunctive dislocations]. *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo* [Azerbaijan Oil Industry], 1982, no. 1, pp. 21–28.
7. Diunin V.I., Korzun V.I. *Gidrodinamika neftegazovykh basseinov* [Hydrodynamics of oil and gas basins]. Moscow, Nauchnyi mir Publ., 2005, 524 p.
8. Kerimov V.Iu., Rachinskii M.Z. *Geofliuidodinamicheskie faktory formirovaniia, razmeshcheniia i prognoza neftegazonosnosti* [Geofluidodynamic factors of formation, location and forecast of oil and gas content]. *Sovetskaia geologiya* [Soviet Geology], 1990, no. 11.
9. Kerimov V.Iu., Rachinskii M.Z. *Geofliuidodinamika neftegazonosnosti podvizhnykh poiasov* [Geofluidodynamics of oil and gas content of mobile belts]. Moscow, Nedra Publ., 2011.
10. Lindtrop N.T., Anfilatova E.A., Dmitrieva E.A. *Geologicheskie zakonomernosti rasprostraneniia krupnykh mestorozhdenii nefti i gaza za rubezhom* [Geological patterns of the distribution of large oil and gas fields abroad]. Leningrad, Nedra Publ., 1970, 151 p.
11. Rachinskii M.Z. *Nekotorye aspekty formirovaniia, razmeshcheniia i prognoza neftegazonosnosti* [Some aspects of formation, placement and forecast of oil and gas content]. *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo* [Azerbaijan Oil Industry], 1982, no. 3.
12. Rachinskii M.Z. *Konsolidatsionnye protsessy v glinistykh obrazovaniakh, ikh rol', mesto i znachenie v formirovaniu neftegazonosnosti i gidrodinamicheskogo rezhima glubokikh nedr* [Consolidation processes in clay formations, their role, place and significance in the formation of oil and gas content and hydrodynamic regime of deep subsoil]. *Geologiya goriuchikh iskopaemykh* [Geology of combustible minerals]. 1983. Issue 59.
13. Rachinskii M.Z., Chilingar Dzh.V. *Syr'evaia baza luzhno-Kaspiiskogo basseina: rezul'taty geologorazvedochnykh rabot 1990–2005 gg., geologicheskie aspekty perspektiv i kolichestvennaia otsenka* [Raw material base of the South Caspian basin: results of exploration work in 1990–2005, geological aspects of prospects and quantitative assessment]. *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo* [Azerbaijan Oil Industry], 2007, no. 1, pp. 1–18.
14. Rachinskii M.Z. *luzhno-Kaspiiskii bassein: geologicheskie otsenki perspektiv, otsenka uglevodorodnogo potentsiala, strategii poiskov mestorozhdenii nefti i gaza. Geofizika XXI stoletii* [South Caspian Basin: geological assessments of prospects, assessment of hydrocarbon potential, strategy of prospecting for oil and gas fields. Geophysics of the XXI century]. Proc. of the Ninth Geophysical Readings named after V.V. Fedynsky. Tver, Gers Publ., 2008, pp. 282–304.
15. Rachinskii M.Z., Karpov V.F. *Tektonoblender – osnovnoi faktor funktsionirovaniia peretochno-in''eksionnoi gidrodinamicheskoi sistemy i sopodchinennykh migratsii i akumulatsii prirodnykh fliuidov* [Tecton blender is the main factor in the functioning of the flow-injection hydrodynamic system and subordinate migration and accumulation of natural fluids]. *Geologiya i nedropol'zovanie* [Geology and subsoil use], 2021, no. 1.
16. Dodson C.R. and Standing M.B., 1944. Pressure-volume-temperature and solubility relations for natural gas-water mixtures. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute.
17. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2007. Oil and Gas Potential of South-Caspian Basin. *Energy Sources Journal*, Part A, v. 29, issue 15.
18. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2008. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base. *Energy Sources Journal*, Part A, v. 30, issue 1.
19. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2008. Compaction of Clays as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation. *Energy Sources Journal*, Part A, v.30, issue 7.
20. Rachinskii M.Z., Chilingar G.V. *Otsenka mestorozhdenii nefti i gaza v gluboko zalegaiushchikh otlozheniakh luzhno-Kaspiiskoi vpadiny* [Assessment of oil and gas fields in deep-seated sediments of the South Caspian depression]. *Nauki o Zemle* [Earth Sciences], 2013, no. 3.

М.З. Рачинский, д-р геол.–мин. наук, профессор, академик РАЕН, главный консультант Environmental Solutions International¹, rachinskyMZ@gmail.com

В.А. Карпов, канд. геол.–мин. наук, заслуженный геолог РФ, эксперт ГКЗ, valkarp@yandex.ru

¹США, Мэриленд, Тоусон, а/я 27637.

Флюидодинамическая концепция накопления углеводородов в природных резервуарах

В большинстве современных теорий, схем, моделей нефтегазонакопления аксиоматически принимается, что аллохтонные углеводороды, мигрирующие из зон и очагов генерации с высокими градиентами приведенных давлений, концентрируются в автохтонных природных резервуарах с меньшими уровнями пластовой энергетике. В реальной геологической обстановке этот процесс осуществляется гораздо сложнее и требует соблюдения императивного комплекса необходимых и достаточных условий его реализации. Обязательный и практически основной фактор – наличие (создание) в ловушках, освобожденных от сингенетических пластовых вод и рассолов, свободных порово–каверно–трещинных пространств (объемов), способных аккумулировать миграционно поступающие из нижних этажей осадочного чехла и верхнемантийных плюмов высоконапорные углеводороды. Критически проанализированы классические механизмы флюидомассопереноса. Показан их гипотетический характер и малая возможность реализации в конкретной геологической обстановке. Установленная обязательная пространственная ассоциация залежей и месторождений с участками и зонами гидродинамического до дневной поверхности дренажа природных резервуаров определяет доминирующую роль переточно–инъекционной субвертикальной миграции и аккумуляции углеводородов в рамках формирования локальной и зональной локальной нефтегазоносности.

Ключевые слова: природные резервуары–ловушки; миграция и аккумуляция углеводородов; дренаж ловушек – основной механизм нефтегазонакопления.

Литература

1. Aliyeva E., 2003. A model of hydrocarbon generation and accumulation and its application in geologic exploration of the deep-water part of Caspian. 65 th.EAGE, Stavanger, 2003.
2. Всеволожский В.А., Дюнин В.И. Анализ закономерностей гидродинамики з глубоких пластовых систем // Вестник МГУ. Геология. 1996. № 3. С. 61–72.
3. Глузов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра. 2004.
4. Гулиев И.С., Федоров Д.А. и Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press. 2009. 409 с.
5. Гуревич А.Е. Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. Ленинград: Недра. 1980.
6. Дурмишьян А.Г., Рачинский М.З. Аномально высокое поровое давление как фактор формирования пликативных и дизъюнктивных дислокаций // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. № 1. С. 21–28.
7. Дюнин В.И., Корзун В.И. Гидродинамика нефтегазовых бассейнов. М.: Научный мир. 2005. 524 с.
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамические факторы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Советская геология. 1990. № 11.
9. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра. 2011.
10. Линдтроп Н.Т., Анфилатова Э.А., Дмитриева Е.А. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Ленинград: Недра. 1970. 151 с.
11. Рачинский М.З. Некоторые аспекты формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. № 3.
12. Рачинский М.З. Консолидационные процессы в глинистых образованиях, их роль, место и значение в формировании нефтегазоносности и гидродинамического режима глубоких недр // Геология горючих ископаемых. 1983. Выпуск 59.
13. Рачинский М.З., Чилингар Дж.В. Сырьевая база Южно-Каспийского бассейна: результаты геологоразведочных работ 1990–2005 гг., геологические аспекты перспектив и количественная оценка // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2007. № 1. С. 1–18.
14. Рачинский М.З. Южно-Каспийский бассейн: геологические оценки перспектив, оценка углеводородного потенциала, стратегия поисков месторождений нефти и газа. Геофизика XXI столетия // Сборник трудов Девятих геофизических чтений им. В.В. Федынского. Тверь: Герс. 2008. С. 282–304.
15. Рачинский М.З., Карпов В.Ф. Тектоноблендер – основной фактор функционирования переточно–инъекционной гидродинамической системы и соподчиненных миграции и аккумуляции природных флюидов // Геология и недропользование. 2021. № 1.
16. Dodson C.R. and Standing M.B., 1944. Pressure-volume-temperature and solubility relations for natural gas-water mixtures. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute.
17. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2007. Oil and Gas Potential of South-Caspian Basin. Energy Sources Journal, Part A, v. 29, issue 15.
18. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2008. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base. Energy Sources Journal, Part A, v. 30, issue 1.
19. Rachinsky M.Z. and Chilingar G.V., 2008. Compaction of Clays as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation. Energy Sources Journal, Part A, v.30, issue 7.
20. Рачинский М.З., Чилингар Г.В. Оценка месторождений нефти и газа в глубоко залегающих отложениях Южно-Каспийской впадины // Науки о Земле. 2013. № 3.



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



Л.Г. Нерадовский
д-р техн. наук
Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова,
СО РАН
старший научный сотрудник
leoner@mpi.ysn.ru

Мониторинг надежности нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на завершающей стадии расширения

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

Описана природная обстановка трассы нефтепровода ВСТО – высокая сейсмичность, сложный характер развития мерзлых пород – и геотехнические особенности комплекса, построенного и эксплуатируемого с использованием новейших технологий. Показано, что различные геоэкологические проблемы, связанные со сложной инженерно-геологической обстановкой трассы нефтепровода и уникальностью перехода трубы через одну из крупнейших рек Сибири Лену, к стадии эксплуатации были успешно решены. Отмечена важность обязательного для всех стадий освоения геотехнического мониторинга. Для этого предлагается новая технология в составе методов электромагнитных зондирований (георадиолокации и индукции) с целью контроля и прогноза теплового состояния и поведения естественного мёрзлого грунтового основания ВСТО в слое годовых теплооборотов.

Ключевые слова: высокая сейсмичность; сложный характер развития мерзлых пород; геокриологические критерии; многолетнемерзлые породы, устойчивость геосистем

Нефтепроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) – крупнейший в современной России объект по транспортировке нефти на российский Дальний Восток и рынки АТР, построен, успешно эксплуатируется и проводится его постепенное расширение. При соединении с существующими магистральными трубопроводами «Транснефти» ВСТО станет частью единой сети, обеспечивающей управляемое распределение нефти по европейской и азиатской частям территории России.

В последние десятилетия в юго-западной Якутии и на севере Иркутской области разведаны и числятся на государственном балансе Чаяндинское, Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Бес-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское, Северо-Нилбинское, Хотого-Мурбайское (Якутия), Ковыктинское (Иркутская область) и другие нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения, находящиеся на различных стадиях освоения – разведки, обустройства или разработки. В основе строительства нефтепровода заложена долгосрочная государственная программа развития энергетики России. Создание магистрального нефтепровода позволяет не только резко активизировать процесс освоения месторождений, но и решить различные вопросы внешнеэкономической деятельности, в том числе продажи нефти КНР, Японии и иным государствам АТР.

Целью представляемой статьи является анализ геоэкологических и геотехнических проблем, возникающих на различных стадиях реализации проекта в сложных природных условиях, включая выбор вариантов трасс, способа прокладки трубы, использования современных технологий на стадиях строительства и эксплуатации объекта для контроля его состояния и надежности.

Общая характеристика нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан»

Условно, по срокам ввода в эксплуатацию, вся система ВСТО делится на два элемента: ВСТО-1 и ВСТО-2. ВСТО-1 – первый этап строительства нефтепровода.

Строительство ВСТО-1 было начато в апреле 2006 г. Большая протяженность и сложность трассы – отсутствие любой инфраструктуры на многих участках, сложные неустойчивые в инженерно-геологическом отношении породы, болота, широкое развитие различных типов многолетнемерзлых пород (ММП), сейсмичность, значительное количество водных препятствий, экстремально низкие температуры воздуха зимой – всё это в значительной степени усложнило проектирование и особенно – сооружение объ-

екта и потребовало применения особых технических решений.

Особо следует отметить, что нефть Восточной Сибири, которая транспортируется по ВСТО, качественно превосходит сорт *Urals* – она менее сернистая и более легкая, чем западносибирская. Исходя из этого, было принято решение выделить 5 сорт российской нефти под названием «ВСТО».

Второй этап реализации проекта, ВСТО-2, стартовал в 2010 г. и включал строительство магистрального нефтепровода на участке Сковородино – Козьмино и соответствующее увеличение мощности уже построенного участка нефтепровода Тайшет – Сковородино до 80 млн т нефти в год. Ресурсная база нефтепровода – месторождения, главным образом, Восточной Сибири.

Природные условия трассы ВСТО

Территории, на которые распространяется влияние нефтепровода, отличаются сложными природными условиями [1, 2, 4–6, 8–10, 14, 17]. В первую очередь, это высокие, до 9 баллов значения сейсмичности и изменчивость мерзлотной обстановки, определяемая широким развитием горных пород со среднегодовой температурой, близкой к 0 °С, и возможностью их перехода из мерзлого в талое состояние и обратно. Глубина залегания поверхности ММП находится в пределах 0,5–3,5 м. Это очень важно для оценки последствий освоения территории на различных стадиях строительства и эксплуатации нефтепровода.

Многолетнемерзлые толщи представлены метаморфическими, магматическими и осадочными коренными породами, а рыхлые сингенетические и реже эпигенетические многолетнемерзлые толщи супесчано-суглинистых и торфянистых поверхностных образований распространены ограниченно [17].

ММП имеют преимущественно массивно островное и островное по площади и сплошное по вертикали распространение [9, 10]. Глубина залегания их верхней поверхности находится в пределах 0,5–3,5 м. Мощность ММП колеблется от нескольких метров до 400 м и более, а среднегодовые температуры пород на подошве слоя их сезонных колебаний колеблются в среднем от 0 до минус 4–6 °С. Среднегодовая температура талых пород на подошве слоя годовых теплооборотов (15–20 м) большей частью не превышает +2 °С.

Относительно мягкие мерзлотные условия свойственны районам выположенного, плоскогорного рельефа. Плоские и полого выпуклые водораздельные поверхности Приалданского плато среднегорные и слабо расчлененные,



Рис. 1.
Подземные льды в борту канавы по трассе (фото Ф. Зепалова)

имеющие высоту не более 800–900 м., районы Алданского плоскогорья и Чульманского плато характеризуются широким развитием снежно-радиационных и инфильтрационных таликов со среднегодовыми температурами пород от +3 до -1,0 °С и мощностями мерзлых толщ до 50 м. В целом, для водораздельных поверхностей районов плоскогорного рельефа и плато характерно островное развитие ММП.

Наиболее суровыми мерзлотными условиями по трассе отличаются районы интенсивных мезокайнозойских поднятий, находящихся на некотором удалении от трассы нефтепровода и приподнятые выше 1500 м.

Талики в долинах местных водотоков встречаются, в основном, в пределах пойм и II надпойменной террасы, в то время как I надпойменная терраса, как правило, сложена ММП. Крупные талики широко распространены под руслами рек, имеющими постоянный поверхностный или подземный сток, а также в местах выхода постоянно действующих источников, что подтверждает широкое развитие под руслами рек сквозных таликов, приуроченных в основном к участкам тектонических нарушений.

Особую опасность представляют участки активных экзогенных процессов. Наиболее слож-

ными в инженерном отношении являются площади развития каменных развалов – курумов, бугров пучения и подземных льдов (*рис. 1*), эрозионных процессов (*рис. 2*), а также участки развития марей, где специалисты нередко фиксируют явления «всплытия» трубы при её погружении в жижу грунтов, встречаясь при этом со значительными трудностями технологического характера. Именно подобные участки трассы являлись наиболее сложными как в техническом, так и в геоэкологическом планах на всех стадиях строительства и эксплуатации объекта.

В целом инженерно-геологические условия трассы ВСТО, подробно освещенные в специальных работах [9, 10], существенно отличаются по особенностям прокладки трубы, и на многих участках с близким к поверхности залеганием пород коренной основы благоприятны. Гораздо более сложными являются участки развития каменных развалов, пучения, марей и подземных льдов.

Геотехнические особенности и надежность нефтепровода

Принципиальным и совершенно верным для уменьшения негативных последствий было решение создателей нефтепровода прокладывать

его подземным способом, предложенным и обоснованным в Институте мерзлотоведения им. П.И. Мельникова, и подтвердившим свою эффективность и надежность на ряде объектов Якутии и Сибири в целом. Ранее эта проблема была освещена более подробно [15].

Кроме того, выполнена сварка дюкера на переходе через протоки Кривая, Чепчики, на которых проведены гидравлические испытания дюкеров и внутритрубная диагностика методом «сухой протяжки». Дюкеры на всех малых водотоках были уложены до наступления весенней оттепели, т.к. места переходов резервной нитки летом труднодоступны для тяжелой техники.

В период до 2025 г. резервными нитками должны быть оснащены еще семь подводных переходов на участке от НПС № 21 Сквородино до нефтяного порта Козьмино (ВСТО-2). Таким образом, различные проблемы, связанные со сложной инженерно-геологической обстановкой трассы нефтепровода и уникальностью перехода трубы через р. Лену, на современной стадии реализации проекта успешно решены, а трудности преодолены.

Из недавних значительных событий особо следует отметить одобрение Хабаровским и Красноярским филиалами Главгосэкспертизы России проекта финального этапа расширения ВСТО. Рассмотрена проектная документация и результаты инженерных изысканий на строительство трех новых промежуточных нефтеперекачивающих станций и работы по развитию инфраструктуры действующих. По итогам государственной экспертизы выданы положительные заключения не предстоящую деятельность. Эксперты Красноярского филиала Главгосэкспертизы одобрили проектную документацию и результаты инженерных изысканий на строительство участка магистрального нефтепровода от приемо-сдаточного пункта «Марковское» до нефтеперекачивающих сооружений трубопроводной системы ВСТО в Усть-Кутском районе Иркутской области. В настоящее время на трассе трубопровода ведется строительство дополнительных и развитие действующих нефтеперекачивающих станций, что позволит увеличить его мощности на участке Тайшет – Сквородино до 80 млн т в год, на участке Сквородино – Козьмино – до 50 млн т в год.

Строительство нефтеперекачивающей станции № 7, проект которой одобрен экспертами Красноярского филиала Главгосэкспертизы России, проходит в рамках второго, завершающего этапа проекта расширения трубопроводной системы. По итогам реализации проекта мощность по транспортировке нефти достигнет 64 млн т в год.



Рис. 2.
Термоэрозионный провал по трассе (фото Ф. Зепалова)

В составе НПС-7, строящейся в Усть-Кутском районе Иркутской области на участке Тайшет – Сквородино, планируется размещение производственного корпуса и магистральных насосных агрегатов, технологических эстакад, узла средств очистки и диагностики, площадки артезианских скважин и иные производственные объекты. Также будут проложены два участка вдоль трассовых линий высоковольтной электропередачи, подъездные и между площадочные дороги.

Проекты строительства новых нефтеперекачивающих станций № 23 и 26, а также развития инфраструктуры действующих НПС № 34 и 41 были рассмотрены и одобрены Хабаровским филиалом Главгосэкспертизы России. Территориально площадки расположены на участке Сквородино – Козьмино, пересекающем территории Амурской области, Хабаровского края и Приморья.

В составе новых НПС № 23 и 26, помимо основных производственных и инженерно-технических сооружений, будут сооружены водозабор, насосные станции и резервуары пожаротушения, а также служебно-бытовые помещения и другие здания для обеспечения технологических процессов и безопасности объектов.

На действующих станциях № 34 и 41 в рамках завершающего этапа расширения трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан будут построены резервуары противопожарного запаса воды объемом 5000 м³ и 3000 м³, соответственно. При этом на обеих площадках соорудят технологические здания при резервуаре, расширят существующие и устроят новые разворотные площадки. Кроме того, на площадке НПС-41 будет введено в эксплуатацию здание котельной.

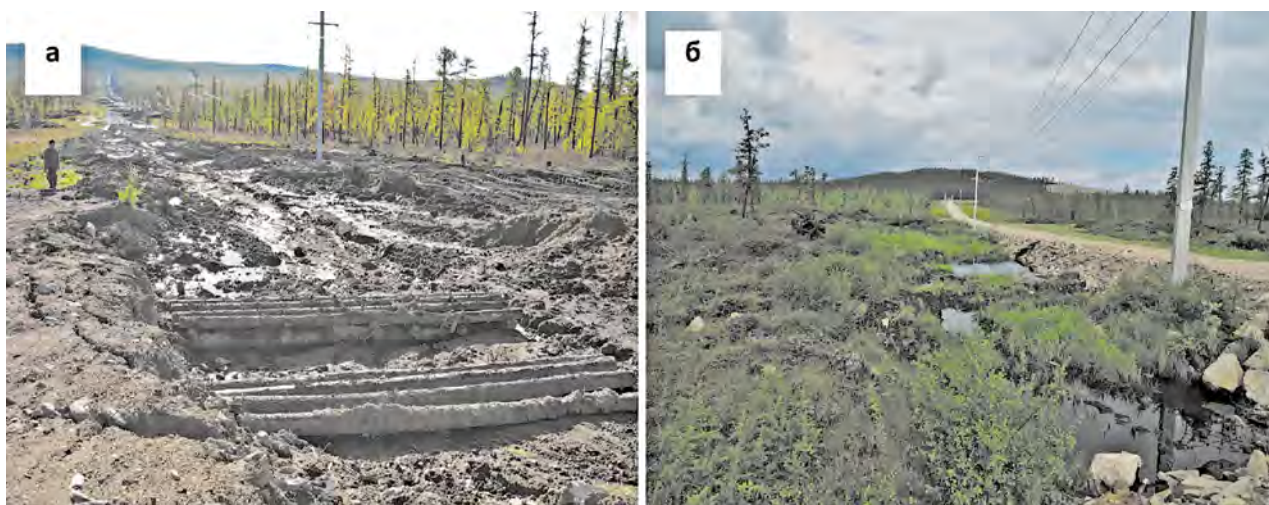


Рис. 3. 2362–2364 км ВСТО, долина р. Горбылах с активным развитием термокарста: до проведения компенсационных мер (а), 2010 г. и после (б), 2016 г. (фото С. Серикова)

Этап расширения и совершенствования системы

Разноплановый и разномасштабный проблемно-ориентированный контроль за последствиями воздействия комплекса на природную среду и объекты инфраструктуры, проведенный сотрудниками Института мерзлотоведения СО РАН (ИМЗ) в последние годы [6–8, 13, 16], показал, что уровень нарушения в результате создания объекта можно оценить как умеренный, ограниченный полосой трассы шириной в несколько сот метров. Объекты инфраструктуры после нескольких лет эксплуатации находятся в устойчивом состоянии. Вызывающая опасения специалистов предполагаемая активизация экзогенных процессов в результате проведения производственными специальными мероприятиями была предотвращена, все объекты находятся в устойчивом состоянии (*рис. 3, 4*).

Установлено, что резко активизировавшиеся в начале освоения негативные экзогенные процессы деструктивной направленности (термокарст, термоэрозия и т.д.), в результате грамотно подобранных и своевременно проведенных природоохранных и компенсационных мероприятий существенно стабилизировались. Это позволило привести ранее нарушенные геосистемы в устойчивое состояние. Выявлено, что в процессе эксплуатации нефтетранспортной системы происходит стабилизация геокриологических условий, благоприятствующая повышению надежности объекта. В результате проведения компенсирующих мероприятий существенно уменьшились негативные последствия активизации экзогенных процессов в начале создания ВСТО. Наряду с этим направлением, исследования ИМЗ на всех ранее освоенных и неоднократно обследованных участках нефтепровода

(*рис. 5*) зафиксировали в последнее время однозначный тренд уменьшения амплитуды и понижения температуры грунтов деятельного слоя [7]. Так, среднегодовая температура мерзлых горных пород в районе на мониторинговой геотермической площадке на участке перехода ВСТО через р. Горбылах за 2007–2016 гг. понизилась на $1,2^{\circ}\text{C}$ – с $-1,4$ до $-2,5^{\circ}\text{C}$ (*рис. 5*).

В то же время, на участке руч. Катера (2125 км ВСТО), в пределах развития немерзлых горных пород амплитуда колебаний их температур с 2008 по 2016 гг. изменилась очень мало и близка к $4,0$ – $5,0^{\circ}\text{C}$ – с $1,8$ до $6,8^{\circ}\text{C}$. В пределах участка р. Малый Уркан (2631 км ВСТО) с 2009 по 2014 гг. зафиксировано постепенное увеличение амплитуды колебаний температуры горных пород с 7 до 17°C , а далее и до 2016 г. происходило резкое сокращение этой характеристики до 5°C . Таким образом, изменения температур горных пород, происходящие на различных участках ВСТО, хотя и с разной интенсивностью в зависимости от поверхностных условий, но в целом однозначно свидетельствуют о значительном улучшении инженерно-геологических условий горных пород трассы и повышении надежности нефтепровода.

После завершения строительства магистральных составляющих нефтепровода, генеральным направлением стало расширение первой очереди комплекса.

Для усиления гидрологического контроля состояния нефтепровода на территориях, по которым проходит его трасса, в августе 2017 г. ООО «Транснефть – Дальний Восток» приняло дополнительные меры защиты второй очереди трубопроводной системы ВСТО-2 от подъема воды в реках. В период наводнения в Приморье, в связи с негативным прогнозом гидрометцен-



Рис. 4.

Участки ВСТО с организованной технологической автодорогой вдоль трубопровода в условиях сплошного распространения многолетнемёрзлых пород (фото С. Серикова)

тра относительно подъема уровня воды в реках Хабаровского края и Еврейской автономной области из-за сильных дождей, специалисты ООО «Транснефть – Дальний Восток» усилили меры по защите площадочных объектов (нефтеперекачивающих станций, узлов связи, баз производственного обслуживания) и линейной части трубопровода. Особое внимание уделялось местам пересечения нефтепровода с водными преградами, проводился круглосуточный мониторинг уровня воды, современными приборами производилась съемка русел, гидрологический анализ состояния водотоков. Изучены участки, подверженные размыву паводковыми водами: опоры вдоль трассовых ЛЭП, кабельные линии электроснабжения. На наиболее сложных участках организованы контрольные посты и пункты наблюдения, которые обеспечены необходимой специальной техникой.

В соответствии с инвестиционной программой развития компания «Транснефть» реализует проект расширения трубопроводной системы до 80 млн т в год. В первую очередь были завершены работы по увеличению мощности первой очереди трубопровода. В рамках проекта предусмотрены как модернизация существующих энергообъектов, так и строительство новых подстанций и воздушных линий общей протяженностью 438 км. Еще одним из важнейших видов работ в процессе расширения ВСТО-2 является начало строительства резервной нитки подводного перехода через реку Тунгуска с завершением работ ориентировочно осенью 2021 г. Ввод резервной нитки позволит увеличить безопасность трубопроводной системы в ходе транспортировки нефти. В период до 2025 г. резервными нитками будут оснащены еще 7 подводных переходов на участке от нефтеперекачивающей станции

№ 21 Сковородино до нефтяного порта Козьмино (ВСТО-2). С момента начала поставок в 2019 г. объем сдаваемой в ВСТО смеси нефти и газового конденсата увеличился более чем в 6 раз.

С января 2021 г. подача жидких углеводородов с Чаяндинского месторождения в систему магистральных нефтепроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан» стала круглосуточной. Новый технологический режим является очередным шагом в развитии месторождения. Ранее подача жидких углеводородов в ВСТО осуществлялась циклично – по мере накопления партии. Переход на новый режим поставок связан с ростом объемов добычи нефти и газового конденсата, которые ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подготавливает до товарного качества.

Таким образом, к настоящему времени различным структурам «Транснефть – Восток» удалось успешно подготовить и запустить в эксплуатацию высокотехнологичную систему транспортировки нефти по магистральному трубопроводу «Восточная Сибирь – Тихий океан». Судя по оценкам экспертов, ВСТО-2 является одной из самых современных нефтетранспортных магистралей с высоким уровнем надежности и безопасности перекачки нефти, оснащенной комплексом автоматизированных систем управления технологическим процессом.

Новые технологии контроля за состоянием и надежностью ВСТО

Важной составляющей оперативного контроля масштабов и темпов реакции природной среды на освоение является использование современных технологий дистанционных съемок, позволяющих объективно оценить ущерб от вмешательства в естественное развитие геосистем [3, 13, 16].



Рис. 5.

Среднегодовые температуры на глубине 1,0 м на мониторинговой геотермической площадке (участок перехода ВСТО через р. Горбылах – 2362–2363 км) за 2007–2016 гг.

Существует много технологий геоэкологического мониторинга с широким спектром решаемых задач. Среди них особое место по геолого-экономическим показателям занимают геофизика, использующая различные методы изучения с дневной поверхности или в скважинном, межскважинном пространстве естественных физических полей Земли или создаваемых искусственными источниками постоянного и переменного тока. Наиболее востребованными в настоящее время являются наземные геофизические технологии, использующие методы георадиолокации, электротомографии и переходных процессов. В комплексном использовании им действительно нет равных в части решения задач структурного мониторинга. Под ним понимается изучение поведения границ локальных неоднородностей, слагающих грунтовые основания линейных сооружений и, в частности, трассы ВСТО. К таким неоднородностям, представляющим скрытую потенциальную опасность для безаварийной надёжной долговременной эксплуатации, относятся, прежде всего, карстовые и суффозионные образования, а также подземные льды и талики на участках перехода трассой ВСТО заболоченных долин рек и ручьёв. Однако все перечисленные методы наземной геоэлектрики не имеют научно обоснованных физических предпосылок для изучения температуры и свойств мёрзлых грунтов, слагающих наиболее важный в строительном отношении слой годовых теплооборотов. Без обоснования, подкреплённого соответствующей базой достоверного фактического материала, эти методы, изучающие искусственные электрические поля постоянного и переменного тока, не могут решать задачи теплового мониторинга мёрзлых оснований линейных сооружений.

Для этой цели в Институте мерзлотоведения им. П.И. Мельникова (ИМЗ) СО РАН разработаны

научно-методические основы новой технологии высокочастотных электромагнитных зондирований (ЭМЗ) в составе методов георадиолокации и индукции [11].

Физическая основа технологии ЭМЗ построена на способе многоазовых измерений электромагнитных полей в совокупности точек поисково-разведочной или мониторинговой сети геолого-геофизических наблюдений с изменением положения и ориентации приёмного-передающих антенн [12].

Главная ценность технологии ЭМЗ состоит именно в изучении параметра видимого амплитудного ослабления сигналов георадиолокации и индукции – по той причине, что в этом параметре на эмерджентном уровне соединяются в единое целое потоки частной информации со стороны базовых характеристик электрофизических свойств мерзлых грунтов: электрической проводимости и комплексной диэлектрической проницаемости.

В комплексном интегрированном виде эти базовые электрофизические характеристики несут на более высоком системном уровне информацию обо всех тех сложнейших физико-химических процессах, которые протекают в мерзлых грунтах слоя годовых теплооборотов при его возбуждении импульсными и гармоническими электромагнитными полями.

В целом структура новой инновационной технологии ЭМЗ ориентирована на всестороннее изучение методами георадиолокации и индукции не только мерзлых, но и немерзлых грунтов по трем направлениям: инженерно-геологическом (структурная геология), петрофизическом и радиофизическом.

В процессе своего создания технология ЭМЗ прошла многолетнюю научно-производственную апробацию в Восточной Сибири и на

Дальнем Востоке на территории сплошной криолитозоны Республики Саха (Якутия) и прерывисто-островной криолитозоны Забайкальского края и Амурской области со сложным строением и изменчивостью свойств высокотемпературных мёрзлых грунтов.

Один из примеров неординарного успешного применения технологии ЭМЗ с использованием лишь одного метода индукции на термовторах участка железной дороги «Беркабит–Томмот–Якутск» между станциями «Томмот» и «Нижний Бестях», где на территории Лено-Амгинского междуречья развит ледовый комплекс, показан на **рис. 6**. Видно, что по данным метода индукции (привязанных к данным геотермии опорных скважин) пространственная динамика теплового состояния грунтового основания по оси трассы железной дороги в слое годовых теплооборотов до глубины 10 м меняется весьма значительно в зависимости от условий природного теплообмена, в разной мере нарушенного строительными работами.

Аналогичную систему теплового мониторинга, но уже во временном представлении, нетрудно организовать и эксплуатировать по любой трассе линейных сооружений и, в частности, трассе ВСТО на уже известных или потенциально опасных участках местности с предполагаемой или установленной по данным термометрии скважин высокой динамике поведения неустойчивого температурного поля в сфере теплового взаимодействия мёрзлых грунтов с трубой трассы ВСТО.

Разумеется, для привязки фактического материала электромагнитный геотермический мониторинг с применением технологии ЭМЗ нужно выполнять на участках, где есть скважины термометрии, вскрывшие слой годовых теплооборотов на всю его мощность равную преимущественно около 15–20 м. Только в этом случае появляется возможность перевести по уравнениям регрессии значения параметра амплитудного ослабления электромагнитного поля в значения температур грунтов.

На **рис. 6** опорные точки скважин геотермии с выполненными на них индукционными зондированиями обозначены колонками белого цвета с номерами С-5/1, С-4/2, С-Х/6, С-17/5, С-18/3.

Другой пример успешного изучения методом георадиолокации местоположения и размеров неоднородностей мёрзлых дисперсных грунтов песчано-глинистого состава со сложной и непредсказуемой конфигурацией границ на участке горизонтального слипа судостроительного и ремонтного завода (ССРЗ) в поселке Жатай в окрестности г. Якутска показан на **рис. 7**.

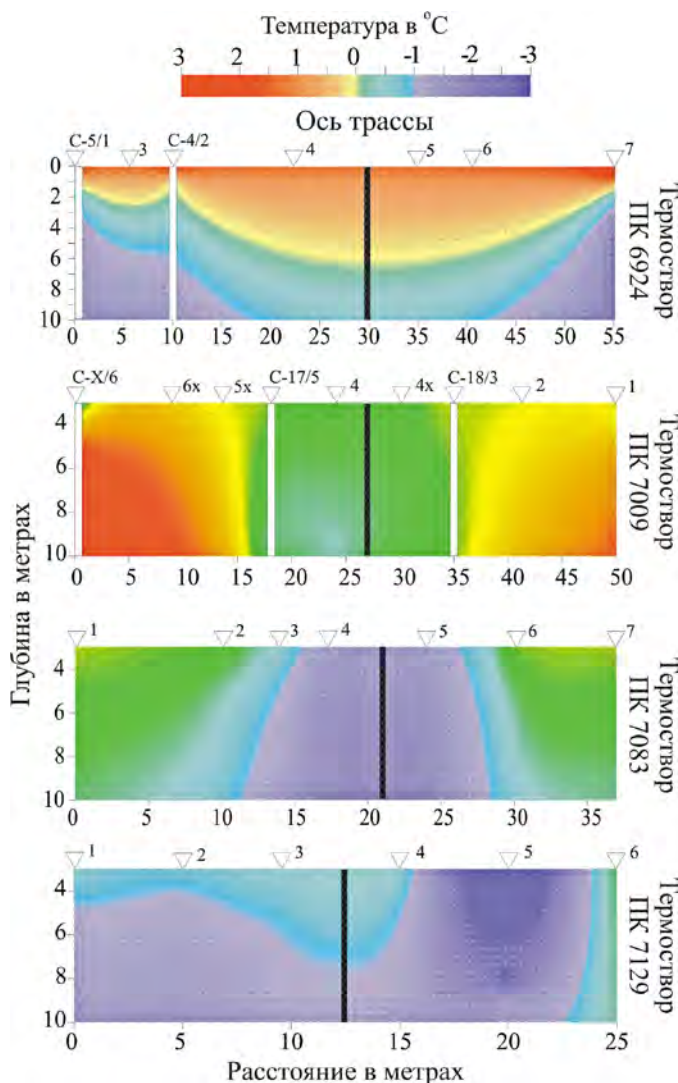


Рис. 6. Геотермические разрезы грунтового основания трассы железной дороги на разных ключевых участках местности по данным метода индукции летом 2014 г. Треугольники на разрезах сверху – точки индукционных зондирований

На записи исходной радарограммы (**рис. 7а**) нет никакой информации о строении грунтового основания ССРЗ, кроме системы радиоотражений с временной задержкой до 50 нс (вертикальная шкала радарограммы) от границ неизвестной природы в верхней части разреза. Более того, большая часть радарограммы непригодна для изучения строения грунтового основания ССРЗ из-за мощного экранирующего влияния свалки металлолома между точками зондирования 8–15 (**рис. 7а**).

После динамического преобразования радарограммы (**рис. 7б**) наблюдается совершенно иная картина строения грунтового основания ССРЗ, в которой не осталось ни следа от маскирующего влияния свалки металлолома. Структура распределения значений математической производной затухания в обобщенном виде весьма

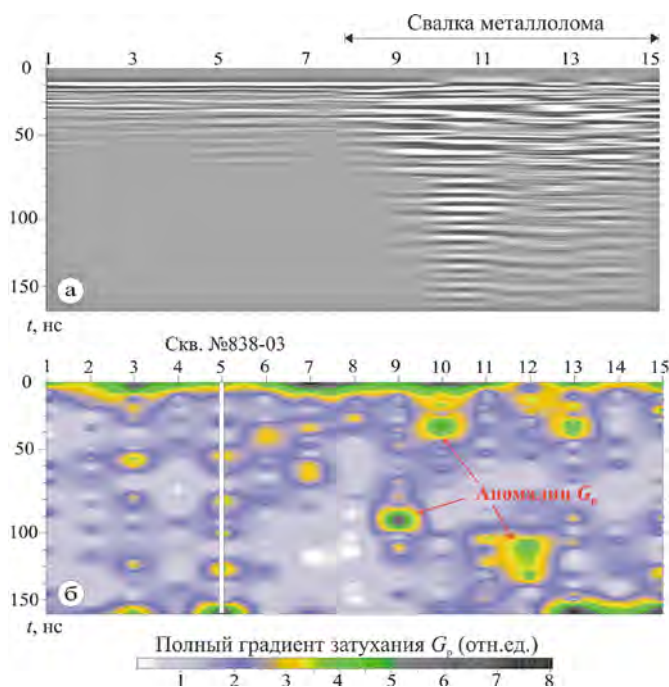


Рис. 7. Исходный вид радарограммы (а) и результат её динамического преобразования по алгоритму полного градиента затухания амплитуд сигналов георадиолокации, собранных в окрестности точек электромагнитного зондирования по методике линейного группирования [11]

правдоподобно передает истинную структуру геологического строения аллювиальных отложений береговой части протоки р. Лены, где построен завод. Об этом свидетельствуют результаты бурения заверочной (контрольной) скв. № 838-03.

Подробное описание представленных примеров решения методами индукции и георадиолокации геотермической и структурной задач приведено в обобщающей работе [11].

Выводы

Восточная Сибирь – один из наиболее динамично развивающихся регионов России. Для его устойчивого долгосрочного развития необходимо осуществить переход от сырьевой и транзитной стратегии развития к экономике инновационного типа на базе организации региональных территориально-производственных комплексов углубленной переработки углеводородного сырья, производства нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Преимуществом подобного пути развития служит наличие ресурсного потенциала территории Восточной Сибири и близость к динамично развивающимся емким рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона. Сырьевой базой для таких производств, в первую очередь, должны стать

не только нефть, но и природный газ месторождений региона, содержащий в высоких концентрациях этан, пропан, бутан, конденсат и гелий. Вовлечение такого многокомпонентного газа в промышленное освоение придаст импульс развитию нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест и ускорению социально-экономического развития районов на востоке страны.

Развитие ресурсной базы и транспортной инфраструктуры расширяет список базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Так, если в 2010 г. более 81% добычи обеспечивалось за счет двух месторождений (Ванкорского и Талаканского), то в 2018 г. основу добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составляют уже 7 месторождений: Ярактинское и Даниловское (11,9%), Верхнечонское (15,2%), Ванкорское (30,1%), Сузунское (7,9%), Талаканское (17,4%), Среднеботуобинское (5,2%).

«Транснефть» завершила масштабный проект по расширению пропускной способности магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Строительство нефтепровода закончилось на 10 лет раньше срока. Изначально планировалось, что на максимальную мощность ВСТО выйдет к 2030 г. Несмотря на все опасения, система ВСТО успешно построена и надежно эксплуатируется. Использование лучших достижений в проектировании, строительстве и эксплуатации трубопроводов обеспечили новой системе высокий уровень надежности и умеренное воздействие на окружающую среду.

Комплекс, помимо очевидных выгод – создания новых рабочих мест, увеличения налоговых отчислений, стимулирует поиск новых и ввод в эксплуатацию существующих нефтяных месторождений, что ускорит развитие российского топливно-энергетического комплекса и других отраслей народного хозяйства.

Наблюдение за состоянием нефтепровода и несущих пород трассы, обслуживание сооружений линейной части осуществляется с применением вездеходного транспорта повышенной проходимости и вертолетов. Серьезным успехом создателей ВСТО является организация систем эколого-геокриологического и геотехнического мониторинга – важного условия надежной эксплуатации и необходимого на всех стадиях – проектной, строительства и эксплуатации. Важной составляющей мониторинга по геолого-экономическим показателям становятся геофизические технологии, использующие различные методы изучения пространственно-временной

динамики изменчивости состояния и свойств мёрзлых грунтов с дневной поверхности или в скважинном, межскважинном пространстве естественных полей и полей, создаваемых искусственными источниками постоянного и переменного тока.

Учитывая, что степень преобразования природных сред района нефтепровода пока остается умеренной, особое внимание при проведении мониторинга следует уделить следующим аспектам:

- изучение степени механических воздействий на поверхностные компоненты геосистем (микрорельеф, почвенно-растительный покров, поверхностные и грунтовые воды, сезонно- и многолетнемерзлые породы);

- изучение последствий механических воздействий и динамики мерзлотных условий (глубин сезонного оттаивания и промерзания грунтов, их температур, мощности мерзлой толщи и т.п.) и экзогенного рельефообразования;

- контроль за состоянием трубы и иных объектов трассы;

- разработка рекомендаций по уменьшению ущерба от освоения и его компенсации.

Полностью избежать негативных последствий транспортировки нефти невозможно, но проведение геоэкологического мониторинга, состав и направления которого зависит как от специфики самого объекта, так и природных условий района его размещения, дают возможность рекомендовать ряд природоохранных и компенсационных мероприятий, позволяющих существенно уменьшить ущерб от деятельности нефтегазовой отрасли.

Практика убедительно продемонстрировала, что несмотря на все трудности, система ВСТО успешно создана, функционирует и при совершенствовании технологии мониторинговых исследований позволяет решать широкий круг технических и экономических, в том числе внешнеэкономических, задач. **■**

Литература

1. Алексеев В.Р. Ландшафтная индикация наледных явлений. Новосибирск: Наука. 2005. 364 с.
2. Байкало-Амурская железнодорожная магистраль. Геокриологическая карта. М-б 1:25000000. М.: ГУГК. 1979. 2 л.
3. Бондур В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
4. Геокриология СССР. Средняя Сибирь. М.:МГУ. 1990. 383 с.
5. Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы. Новосибирск: Наука. 2005. 227 с.
6. Железняк М.Н., Дорофеев И.В., Сериков С.И. и др. Инженерно-геокриологические условия трассы нефтепровода ВСТО на участке Алдан-Тында / Научное сопровождение мегапроектов РС(Я), Якутск:Дани Алмас. 2009. С. 61–67.
7. Железняк М.Н., Сериков С.И., Шац М.М. Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»: современное состояние и перспективы // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2017. № 3. С. 50–55.
8. Макаров В.Н., Шепелев В.В., Шац М.М., Железняк М.Н. Геоэкологические проблемы осваиваемых территорий Якутии // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2000. № 4–5. С. 30–34.
9. Мерзлотно-ландшафтная карта Якутской АССР. Масштаб 1:2500000 / Ред. П.И. Мельников. М.: ГУГК. 1991. 2 л.
10. Федоров А.Н., Ботулу Т.А., Варламов С.П. и др. Мерзлотные ландшафты Якутии (Пояснительная записка к Мерзлотно-ландшафтной карте Якутской АССР масштаба 1:2500000). Новосибирск: ГУГК. 1989. 170 с.
11. Нерадовский Л.Г. Научно-методические основы изучения мёрзлых грунтов слоя годовых теплооборотов методами электромагнитных зондирования: Дис... д-ра техн. наук. Якутск:Институт мерзлотоведения СО РАН. 2016. 378 с.
12. Нерадовский Л.Г. Методика изучения методом дистанционно-индукционного зондирования динамики теплового состояния мерзлых грунтов в слое годовых теплооборотов криолитозоны Якутии // Разведка и охрана недр. 2017. № 4. С. 14–24; Нерадовский Л.Г. Патент 2490671 RU, МПК G01V 3/12, G01S1 3/88. Способ георадиолокации многолетнемерзлых пород. № 2011125238/28; заявлено 17.06.2011; опубликовано 20.08.2013. Бюллетень № 23.
13. Самсонова В.В., Дручина О.Е., Самсонова М.А. Прогнозная оценка мерзлотно-климатических и геокриологических геотехнических рисков строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов // Анализ, прогноз и управление природными рисками в современном мире (ГЕОРИСК-2015). Материалы 9 Международной научно-практической конференции. 2015. С. 523–530.
14. Фотиев С.М. Подземные воды и мерзлые породы Южно-Якутского угленосного бассейна. М.:Наука. 1965. 65 с.
15. Шац М.М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии // Промышленная безопасность и экология. 2009. № 10(43). С. 36–42.
16. Шац М.М. ВСТО: проблемы реальные и мнимые // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2011. № 2. С. 16–22.
17. Южная Якутия. Мерзлотно-гидрогеологические и инженерно-геологические условия Алданского горнопромышленного района / Под ред. В.А. Кудрявцева. М.:МГУ. 1975. 444 с.

M.M. Shatz, PhD, Leading Researcher, Melnikov Permafrost Research Institute SB RAS¹, mmshtatz@mail
L.G. Neradovsky, Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher, Melnikov Permafrost Research Institute SB RAS¹, leoner@mpi.ysn.ru
¹36, Merslotnaya str., Yakutsk, 677010, Russia.

Problems of Monitoring the State and Reliability of the Eastern Siberia – Pacific Ocean Oil Pipeline at the Stage of Operation

Abstract. Illuminated natural stop zone of influence of the ESPO pipeline, characterized by high seismicity, and the complex nature of permafrost and geotechnical features of the system created and operated using the latest technology. It has been shown that the various problems associated with complex engineering–geological conditions of the pipeline route and the uniqueness of the transition tube through one of the largest Siberian rivers Lena, to the stage of operation successfully resolved. The necessity of mandatory for all stages of geotechnical monitoring. To this end, a new technology is proposed as part of electromagnetic sounding (georadiolocation and induction) methods to control and predict the thermal state and behavior of the frozen ground ESPO foundation in the annual heat–transfer layer.

Keywords: high seismicity; the complex nature of the development of frozen rocks; geocryological criteria; Permafrost rocks, stability of geosystems.

References

- Alekseev V.R. *Landschaftnaia indikatsiia naleznykh iavlenii* [Landscape indication of ice phenomena]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005, 364 p.
- Baikalo-Amurskaia zheleznodorozhnaia magistral'. Geokriologicheskaja karta. 1:25000000* [The Baikal-Amur Railway. Geocryological map. 1:25000000]. Moscow, GUGK Publ., 1979, 2 l.
- Bondur V.G. *Aerokosmicheskie metody i tekhnologii monitoringa ob'ektov neftegazovogo kompleksa* [Aerospace methods and technologies for monitoring objects of the oil and gas complex]. *Issledovanie Zemli iz kosmosa* [Research of the Earth from space], 2010, no. 6, pp. 3–17.
- Geokriologija SSSR. Sredniaia Sibir'* [Geocryology of the USSR. Central Siberia]. Moscow, MGU Publ., 1990, 383 p.
- Zhelezniak M.N. *Geotemperaturnoe pole i kriolitizona iugo-vostoka Sibirskoi platformy* [Geothermal field and cryolithozone of the southeast of the Siberian platform]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005, 227 p.
- Zhelezniak M.N., Dorofeev I.V., Serikov S.I. i dr. *Inzhenerno-geokriologicheskie usloviia trassy nefteprovoda VSTO na uchastke Aldan-Tynda* [Engineering and geocryological conditions of the ESPO pipeline route in the Aldan-Tynda section]. *Nauchnoe soprovozhdenie megaproektov RS(la)* [Scientific support of megaprojects of RS (Y)]. Yakutsk: Dani Almas Publ., 2009, pp. 61–67.
- Zhelezniak M.N., Serikov S.I., Shats M.M. *Nefteprovod «Vostochnaia Sibir' – Tikhii okean»: sovremennoe sostoianie i perspektivy* [Oil pipeline “Eastern Siberia– Pacific Ocean”: current status and prospects]. *Truboprovodnyi transport. Teoriia i praktika* [Pipeline transport. Theory and Practice], 2017, no. 3, pp. 50–55.
- Makarov V.N., Shepelev V.V., Shats M.M., Zhelezniak M.N. *Geoekologicheskie problemy osvoineniia territorii lakutii* [Geoecological problems of the developed Yakutia territories]. *Zashchita okruzhaiushchei sredy v neftegazovom komplekse* [Environmental protection in the oil and gas complex], 2000, no. 4–5, pp. 30–34.
- Merzlotno-landshaftnaia karta lakutskoi ASSR. 1:2500000* [The permafrost-landscape map of the Yakut ASSR. 1:2500000] / Edited by P.I. Mel'nikov. Moscow, GUGK Publ., 1991, 2 l.
- Fedorov A.N., Botulu T.A., Varlamov S.P. i dr. *Merzlotnye landschafty lakutii (Poisnitel'naia zapiska k Merzlotno-landshaftnoi karte lakutskoi ASSR masshtaba 1:2500000)* [Permafrost landscapes of Yakutia (Explanatory note to the Permafrost-landscape map of the Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic on a scale of 1:2500000)]. Novosibirsk: GUGK Publ., 1989, 170 p.
- Neradovskii L.G. *Nauchno-metodicheskie osnovy izucheniia merzlykh gruntov sloia godovykh teplooborotov metodami elektromagnitnykh zondirovani* [Scientific and methodological fundamentals of the study of frozen soils of the layer of annual heat rotations by electromagnetic sounding methods]. Dissertation of Doctor of Technical Sciences. Yakutsk, Institut merzlotovedeniia SO RAN Publ., 2016, 378 p.
- Neradovskii L.G. *Metodika izucheniia metodom distantsionno-induktsionnogo zondirovaniia dinamiki teplovogo sostoiianiia merzlykh gruntov v sloe godovykh teplooborotov kriolitozony lakutii* [A technique for studying the dynamics of the thermal state of frozen soils in the layer of annual heat rotations of the permafrost zone of Yakutia by remote induction sensing]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and Protection of Subsurface Resources], 2017. No. 4, pp. 14–24; Neradovskii L.G. *Patent 2490671 RU, MPK G01V 3/12, G01S1 3/88. Sposob georadiolokatsii mnogoletnemerzlykh porod. № 2011125238/28; zaivleno 17.06.2011; opublikovano 20.08.2013. Biulleten' № 23* [Patent 2490671 RU, IPC G01V 3/12, G01S1 3/88. Method of ground penetrating radar of permafrost rocks. No. 2011125238/28; declared 06/17/2011; published on 08/20/2013. Bulletin No. 23].
- Samsonova V.V., Druchina O.E., Samsonova M.A. *Prognoznaia otsenka merzlotno-klimaticheskikh i geokriologicheskikh geotekhnicheskikh riskov stroitel'stva i ekspluatatsii magistral'nykh truboprovodov* [Forecast evaluation of frozen-climatic and geocryological geotechnical risks of construction and operation of main pipelines]. *Analiz, prognoz i upravlenie prirodnyimi riskami v sovremennom mire (GEORISK-2015)* [Analysis, forecast and natural risk management in the modern world (GEORISK-2015)]. Materials of the 9th International Scientific and Practical Conference. 2015, pp. 523–530.
- Fotiev S.M. *Podzemnye vody i merzlye porody luzhno-lakutskogo ugleznosnogo basseina* [Groundwater and frozen rocks of the South Yakut coal-bearing basin]. Moscow, Nauka Publ., 1965, 65 p.
- Shats M.M. *Geoekologicheskie problemy neftegazovoi otrasli lakutii* [Geoecological problems of the oil and gas industry of Yakutia]. *Promyshlennaia bezopasnost' i ekologiya* [Industrial Safety and Ecology], 2009, no.10(43), pp. 36–42.
- Shats M.M. *VSTO: problemy real'nye i mnimye* [ESPO: real and imaginary problems]. *Truboprovodnyi transport. Teoriia i praktika* [Pipeline transport. Theory and practice], 2011, no. 2, pp. 16–22.
- Luzhnaia lakutiia. *Merzlotno-gidrogeologicheskie i inzhenerno-geologicheskie usloviia Aldanskogo gornopromyshlennogo raiona* [South Yakutia. Permafrost-hydrogeological and engineering-geological conditions of the Aldan mining region]. Edited by V.A. Kudriavtsev. Moscow, MGU Publ., 1975, 444 p.



Е.В. Мехеев
канд. экон. наук
ТатНИПИнефть¹
заместитель директора по научной
работе в области экономики
mekheev@tatnipi.ru



А.Ф. Яртиев
д-р экон. наук
ТатНИПИнефть¹
заведующий сектором отдела экономики
yartiev@tatnipi.ru



Е.В. Бутусов
ТатНИПИнефть¹
отдел экономики
научный сотрудник
ButusovEV@tatnipi.ru

Методические особенности проведения экономической оценки в рамках подготовки технических проектов разработки нефтяных месторождений

¹Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

Работа посвящена методическим особенностям проведения экономической оценки при подготовке проектных документов. Определены положения правил проектирования, требующие уточнения, даны рекомендации и предложения для решения поставленных вопросов

Ключевые слова: проект разработки; вариант разработки; эксплуатационный объект; месторождение; рентабельный период; анализ чувствительности; рекомендуемый вариант разработки; налог на добычу полезных ископаемых; налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья

Современное состояние нормативно-правовой базы подготовки проектных технических документов (ПТД) разработки месторождений углеводородного сырья вызывает ряд существенных методических вопросов. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС [1], введённые в 2016 г., были заменены в 2020 г. Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений [2]. За первый год своего действия Правила уточнились дважды

(в редакциях от 07.08.2020 и 06.10.2020). Параллельно авторы методики экспресс-оценки запасов УВС – ООО «Выгон Консалтинг» уже готовят предложения по внесению изменений в Правила.

В связи с несовершенством Правил актуальным является рассмотрение методических особенностей проведения экономической оценки при подготовке ПТД разработки нефтяных месторождений.

Для проведения экономической оценки вариантов разработки эксплуатационных объектов

(ЭО) и месторождения в целом одним из важных пунктов является определение цены на УВС и обменного курса российского рубля. Правила рекомендуют рассчитывать данные показатели как среднее значение за 12 календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД (или по состоянию на 1 января года представления ПТД, п. 5.5.4 Правил). Средние значения определяются как сумма соответствующих показателей на первое число каждого месяца, делённая на 12, но в Правилах не уточняется, что является источником информации. В то же время Минэкономразвития РФ каждый месяц публикует информацию о среднемесячной цене реализации нефти, обменного курса рубля, необходимую для расчёта налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [3], а также среднемесячную информацию по ценам на бензин и дизельное топливо [4], необходимую для расчёта демпфера для НДПИ ($K_{абдт}$). Аналогичную информацию на первое число каждого месяца официально никто не представляет. Компания ООО «Выгон Консалтинг» на своём сайте публикует информационные бюллетени [5], в которых содержится информация о цене реализации нефти и обменном курсе российского рубля на первое число каждого месяца, однако аналогичной информации для расчёта демпфера для НДПИ в информационном бюллетене нет. В результате авторам ПТД приходится брать часть информации по данным ООО «Выгон консалтинг» (на первое число каждого месяца), а для расчёта демпфера для НДПИ – по данным Минэкономразвития РФ (среднемесячные данные). Другого варианта, к сожалению, в настоящее время мы не видим. Для устранения данной проблемы необходимо либо официальное представление соответствующей информации для подготовки ПТД, либо корректировка Правил под уже существующие официальные источники информации.

Однако методически правильно рассчитанные макропараметры не гарантируют корректности выполнения других пунктов проектного документа. Согласно Правилам, анализ чувствительности проводится по рекомендуемому варианту месторождения в целом в части чистого дисконтированного дохода пользователя недр (ЧДД), чистого дисконтированного дохода государства (ДДГ) и рентабельно извлекаемых запасов (РИЗ) к изменению экспортной цены реализации нефти, капитальных и текущих затрат. РИЗ определяются, соответственно, за рентабельный период, а за какой период рассчитываются ЧДД и ДДГ – не указано. Стоит отметить, что информация с результатами анализа чувствительности находится в одной таблице, и как её интерпретировать – не понятно. В этой связи необходимо

внести корректировки в Правила в части проведения анализа чувствительности, а именно – указать, что показатели ЧДД и ДДГ рассчитываются за рентабельный период.

В свою очередь, определение рентабельного периода стало ключевой проблемой Правил. В соответствии с Правилами в первой редакции (от 20.09.2019) использовалось определение рентабельного периода разработки ЭО, которое ставило в тупик как авторов проектных документов, так и членов государственной экспертизы и членов Центральной Комиссии по согласованию ПТД разработки месторождений УВС и иной проектной документации (п. 5.5.1 Правил): «... рентабельный срок разработки ЭО определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки, в течение которого достигается положительное значение ЧДД». Участники подготовки ПТД были солидарны с позицией определения рентабельного периода по максимальному положительному значению накопленного ЧДД, однако, обращаясь к Правилам, иногда эксперты требовали от авторов произвести хоть и нелогичный расчёт, но формально соответствующий требованиям утверждённого документа. Расчёт подразумевал определение рентабельного периода как периода с первого проектного года, в течение которого накопленный ЧДД имеет положительное значение. В течение 2020 г. данная проблема решалась, и новая редакция Правил от 06.10.2020 стала более логичной (*табл. 1*). Однако, по нашему мнению, рентабельный период необходимо определять по максимальному накопленному ЧДД.

При определении рентабельного периода для месторождения в целом на первый взгляд никаких проблем нет. В Правилах (п. 5.4.4) точно прописан порядок формирования рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом: «... для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом по технологическому и рентабельному периодам определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО», и данный подход является логичным. В соответствии с п. 5.5.12 Правил: «Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО», и в сводной таблице «Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки ЭО» для РИЗ должны быть указаны соот-

Редакция документа	
от 20.09.2019	от 06.10.2020
Рентабельный срок разработки ЭО определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки, в течение которого достигается положительное значение чистого дисконтированного дохода	Рентабельный срок разработки ЭО определяется как часть проектного срока, в течение которого обеспечивается выполнение мероприятий по рациональному использованию недр и наиболее полному извлечению запасов из недр, начиная с первого проектного года до последнего года периода, в котором при принятых экономических условиях достигается положительное значение дисконтированных годовых денежных потоков, и сумма дисконтированных годовых денежных потоков в пределах такого периода имеет положительное значение

Таблица 1.

Определение рентабельного периода согласно Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, п. 5.5.1

ветствующие технологические и экономические показатели за рентабельный период. Однако некоторые эксперты при определении рентабельного периода для месторождения в целом настаивают на применении подхода, аналогичного для ЭО, т.е. вся проделанная работа по определению рентабельных периодов по ЭО не учитывается. Но неаргументированный диалог с такими экспертами зачастую заходит в тупик. В Правилах (п. 5.2.2) говорится, что целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных, экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС (КИН, КИГ, КИК). Это также подтверждает необходимость определения рентабельного периода для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом по ЭО. Наличие фактов разночтения Правил требует внести ясность в данный вопрос посредством добавления соответствующих комментариев в Правила или доведения до сведения всех участников подготовки ПТД (авторов, экспертов) корректного подхода определения рентабельного периода для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом.

Рекомендуемый вариант разработки определяется как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя ($T_{\text{опт}}$), рассчитываемого в соответствии с Приложением № 5 Правил. Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчёте $T_{\text{опт}}$ (п. 5.5.11 Правил). Это означает, что ЭО, для которого все варианты не имеют рентабельного периода, может быть не учтен при формировании варианта разработки месторождения в целом. Данные формулировки являются логичными. Однако, когда дело касается начальных извлекаемых запасов и их сопоставления с рекомендуемым вариантом месторождения в целом, то всё вышесказанное, по мнению ря-

да специалистов, теряет смысл. Утверждается, что результаты подсчёта запасов (или запасы, числящиеся на балансе) должны соответствовать добыче нефти по рекомендуемому варианту разработки месторождения в целом. Но это не является обязанностью – это право пользователя недр. Если ЭО не имеет рентабельного периода, но недропользователь планирует осуществлять его разработку (отработка новых технологий извлечения нефти), то в качестве рекомендуемого варианта по ЭО может быть утвержден базовый вариант или вариант с развитием по предложению недропользователя при условии, что вариант с развитием обеспечивает более высокий ЧДД недропользователя, чем базовый вариант, о чём говорится в п. 5.5.11 Правил. Данный аспект также необходимо более детально раскрыть в Правилах или довести до сведения специалистов, связанных с подготовкой проектных документов.

Также в Правилах говорится о том, каким образом определить рекомендуемый вариант разработки ЭО в случае, если максимальное значение интегрального показателя ($T_{\text{опт}}$) одинаково для нескольких вариантов разработки. Согласно п. 5.5.11 Правил, в этом случае выбор осуществляется по максимальному ЧДД за рентабельный период. Напомним, что при определении показателя $T_{\text{опт}}$ участвуют значения ЧДД и ДДГ за рентабельный период по вариантам разработки ЭО. Таким образом, в случае, если $T_{\text{опт}}$ оказался равным для двух и более вариантов разработки ЭО, то вероятность различия ЧДД за рентабельный период для них очень мала. Технологические показатели за рентабельные периоды по таким вариантам обычно одинаковые, а изменения в вариантах находятся за пределами рентабельного периода. Как быть авторам в таком случае, в Правилах не говорится. Однако в них есть рекомендации, как определить рекомендуемый вариант при отсутствии рентабельного периода (по желанию пользователя недр) – по максимальному ЧДД. Также можно предложить рассчитать показатель $T_{\text{опт}}$, но сделать расчёт

Таблица 2.

Основные изменения налогового и таможенного законодательства РФ

Действующая редакция по состоянию на 01.01.2020	Редакция, действие которой началось с 01.01.2021
НАЛОГОВЫЙ КОДЕКС РФ	
Глава 26 Налог на добычу полезных ископаемых	
Формула расчёта показателя, характеризующего особенности добычи нефти (Д _м)	
$D_m = K_{ндпи} - K_{ц} - (1 - K_{в} - K_{з} - K_{д} - K_{дв} - K_{кан}) - K_{к} - K_{абдт} - K_{ман} - C_{вн}$	$D_m = K_{ндпи} - K_{ц} - (1 - K_{з} - K_{д} - K_{дв} - K_{кан}) - K_{к} - K_{абдт} - K_{ман}$
В части добычи традиционной нефти	
– применяется понижающий коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов (K _в)	– понижающий коэффициент K _в исключён из формулы расчёта показателя Д _м
В части добычи сверхвязкой нефти с вязкостью более 200 и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях)	
– применяется понижающий коэффициент K _{кан} равный нулю, характеризующий регион добычи и свойства нефти	– отмена условия применения понижающего коэффициента K _{кан} для добычи сверхвязкой нефти с вязкостью более 200 и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях)
В части добычи сверхвязкой нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с (в пластовых условиях)	
– коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (K _ц) принимается равным нулю	– коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (K _ц) рассчитывается по общим правилам
– коэффициент K _к принимается равным нулю	– коэффициент K _к принимается равным 428 руб/т по общим правилам
– коэффициент, который характеризует добычу сверхвязкой нефти (C _{вн}) принимается равным 0,1 в течение 120 налоговых периодов при условии, что накопленная добыча нефти на 01.01.2015, а также степень выработанности из соответствующей залежи нефти на 01.01.2015 не более 1%, или запасы соответствующей залежи поставлены на государственный баланс после 01.01.2015. В противном случае применение коэффициента C _{вн} , равного 0,1, при добыче нефти из участка недр до 31.12.2022 включительно	– коэффициент C _{вн} исключён из формулы расчёта показателя Д _м
Статья 342.6 Порядок определения коэффициента, характеризующего уровень налогообложения нефти, добываемой на участках недр, в отношении которой исчисляется налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья	
–	– налоговый вычет в размере 20% от добычи нефти из участков недр, текущая степень выработанности которых больше или равна 0,8, вычет применяется с 01.01.2024
–	– применение налогового вычета за налоговый период при добыче нефти на участке недр, лицензия на право пользования, которыми выдана до 01.01.2016 и начальные извлекаемые запасы каждого из которых на 01.01.2016 больше или равны 2500 млн т в следующем порядке: А) в размере фактически оплаченных налогоплательщиком расходов, связанных с соблюдением обязательных требований, установленных Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», и при условии, что указанные суммы расходов также связаны с добычей сверхвязкой нефти, добываемой на участках недр, содержащих нефть вязкостью 10 000 мПа·с и более (в пластовых условиях) цена нефти сорта «Юралс», но не более 1000 млн руб. в случае, если средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» выше базовой цены на нефть, определенной в порядке, установленном п. 4 ст. 96.6 Бюджетного кодекса Российской Федерации, для года налогового периода; Б) в противном случае 0 руб. Сумма налоговых вычетов, начиная с 01.01.2021, не может превышать 36 000 млн руб.

Действующая редакция по состоянию на 01.01.2020	Редакция, действие которой началось с 01.01.2021
НАЛОГОВЫЙ КОДЕКС РФ	
Глава 25.4 Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья	
–	– возможность перейти на режим НДС, налогообложение участков недр, историческая степень выработанности которых более 0,8 (НИЗ на 01.01.2006)
– удельные расходы для расчёта минимальной налогооблагаемой базы принимаются равными в размере: а) 7140 руб/т нефти до 2021 г.; б) 9520 руб/т нефти с 2022 г. и далее.	– удельные расходы для расчёта минимальной налогооблагаемой базы принимаются равными в размере: а) 7140 руб/т нефти до 2023 г.; б) 8600 руб/т нефти с 2024 г. и далее.
– снижение налогооблагаемой базы за счёт убытков прошлых лет в полном размере	– снижение налогооблагаемой базы за счёт убытков прошлых лет в размере: а) 50% в период 2021–2023 гг.; б) 100% в период с 2024 г.
– индексация убытков прошлых лет по ставке 16,3%	– индексация убытков прошлых лет по ставке 7%
Закон РФ № 5003–1 от 21.05.1993 «О таможенном тарифе»	
В части добычи сверхвязкой нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с (в пластовых условиях)	
– применение особой формулы расчёта ставок вывозной таможенной пошлины в течение 120 налоговых периодов при условии, что накопленная добыча нефти на 01.01.2015, а также степень выработанности из соответствующей залежи нефти на 01.01.2015 не более 1%, или запасы соответствующей залежи поставлены на государственный баланс после 01.01.2015. В противном случае применение особой формулы расчёта при добыче нефти из участка недр до 31.12.2022 включительно	– отмена применения особой формулы расчёта ставок вывозной таможенной пошлины для сверхвязкой нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с (в пластовых условиях)

уже за проектный период. В этой связи является актуальным указание в Правилах корректного подхода, применимого во всех ситуациях, к определению рекомендуемого варианта разработки ЭО.

Введение в действие с 01.01.2021 Федеральных законов № 342-ФЗ от 15.10.2020 г. «О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса РФ» [6] и № 325-ФЗ от 15.10.2020 г. «О внесении изменений в статью 3.1 Закона РФ “О таможенном тарифе”» [7] существенно изменило условия финансово-хозяйственной деятельности нефтедобывающих предприятий. Основные изменения, вносимые данными нормативными документами, представлены в **табл. 2**.

В соответствии с данными изменениями, недропользователь вправе переводить соответствующие лицензионные участки на налог на дополнительный доход (НДД). Если при применении обычного НДС, ставка которого рассчитывается на тонну добытой нефти, вопросов при расчёте экономической части проектного документа у авторов не было, то при переходе на НДД вопросов возникает немало. Каким образом рассчитывать и подтверждать затраты по лицензионным участкам внутри месторождения и за его пределами? Как вариант – пренебречь количеством лицензионных участков на месторождении и произвести расчёт по затратам, формируемым согласно ПТД. Как рассчитать НДД по отдельным ЭО? Здесь напрашивается

вариант перераспределения НДС по ЭО на основании определённой базы (добыча нефти, совокупные затраты, величина налога и т.п.). Также можно рекомендовать не учитывать удельные расходы для расчёта минимальной налогооблагаемой базы и перенос убытков при расчёте НДС для ЭО, т.к. при расчёте НДС по месторождению они взаимно учтутся. Как альтернативный вариант – рассчитывать НДС для ЭО по нормам Налогового Кодекса РФ, но допускать, что при оценке месторождения в целом результаты будут отличаться от суммы ЭО, как, например, в части амортизации.

В связи с таким обширным списком допущений актуальной в настоящее время является разработка методических рекомендаций по расчёту НДС при экономической оценке разработки ЭО и месторождения в целом и закрепления её, если не в Правилах, то хотя бы на уровне экспертного сообщества.

Введение в действие Правил не решило всех методических проблем, и необходимость уточнения особенностей при проведении экономической оценки в рамках подготовки ПТД является актуальной. Одни из них требуют устранения, другие – детальной проработки и обсуждения, а третьи, по которым вопросов возникать не должно, – доведения до сведения участников подготовки ПТД. При правильном понимании и трактовке Правил вопросов у авторов проектных документов и экспертов было бы гораздо меньше. ❶

Литература

1. Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р. Доступно на: <http://gkz-rf.ru/metodicheskie-rekomendacii-po-pravilam-proektirovaniya-uv> (обращение 10.06.2021).
2. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 № 639. Доступно на: <https://base.garant.ru/72804616/> (обращение 10.06.2021).
3. Письмо Федеральной налоговой службы от 11.03.2021 № СД-4-3/3106@ «Данные, необходимые для исчисления НДС в отношении нефти, НДС и акциза на нефтяное сырье, за февраль 2021 года». Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400337489/> (обращение 13.06.2021).
4. Показатели для вычета акциза. Информация ФАС России. Доступно на: <https://fas.gov.ru/pages/pokazateli-dla-vycheta-akciza> (обращение 10.06.2021).
5. Информационный бюллетень ООО «Выгон консалтинг». Доступно на: https://vygon.consulting/services/bulletin/vygon_consulting-thomson_reuters/ (обращение 10.06.2021).
6. Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ «О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса РФ». Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74658110/> (обращение 10.06.2021).
7. Федеральный закон от 15.10.2020 № 325-ФЗ «О внесении изменений в статью 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе»». Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74657130/> (обращение 10.06.2021).

UDC 622.276.1/4.003

E.V. Mekheev, PhD, Deputy Director of TatNIPIneft Institute for Research in Economics¹, mekheev@tatnipi.ru
A.F. Yartiev, Doctor Science in Economics, Head of Sector, Economics Department, TatNIPIneft Institute¹, yartiev@tatnipi.ru
E.V. Butusov, Research Engineer, Economics Department, TatNIPIneft Institute¹, ButusovEV@tatnipi.ru

¹32, М. Djalil str., Bugulma, 423236, Tatarstan, Russia.

Aspects of Economic Evaluation as Part of Detailed Field Development Planning

Abstract. The paper discusses some aspects of economic evaluation when preparing design documentation. The authors define terms of the design rules that require specifying, provide recommendations and suggestions on addressing the issues raised.

Keywords: development plan; development option; development target; field; cost-effective field life; sensitivity analysis; recommended development option; mineral production tax; tax on hydrocarbon production extra income.

References

1. *Ob utverzhdenii Vremennykh metodicheskikh rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Rasporyazhenie Minprirody Rossii ot 18.05.2016 № 12-r* [On the approval of the Temporary guidelines for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 05/18/2016 No. 12-r]. Available at: <http://gkz-rf.ru/metodicheskie-rekomendacii-po-pravilam-proektirovaniya-uv> (accessed 10 June 2021).
2. *Ob utverzhdenii Pravil podgotovki tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Prikaz Minprirody Rossii ot 20.09.2019 № 639* [On approval of the Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated September 20, 2019 No. 639]. Available at: <https://base.garant.ru/72804616/> (accessed 10 June 2021).
3. *Pis'mo Federal'noi nalogovoi sluzhby ot 11.03.2021 № SD-4-3/3106@ «Dannye, neobkhodimye dlia ischisleniia NDPI v otnoshenii nefti, NDD i aktsiz na neftnoe syr'e, za fevral' 2021 goda»* [Letter of the Federal Tax Service dated 11.03.2021 No. SD-4-3 / 3106 @ "Data required for calculating the MET in respect of oil, personal income tax and excise duty on petroleum raw materials, for February 2021"]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400337489/> (accessed 13 June 2021).
4. *Pokazateli dlia vycheta aktsiz. Informatsiia FAS Rossii* [Indicators for the deduction of excise duty. Information from the FAS Russia]. Available at: <https://fas.gov.ru/pages/pokazateli-dla-vycheta-akciza> (accessed 10 June 2021).
5. *Informatsionnyi biulleten' OOO «Vygon konsalting»* [Information bulletin of LLC "Vygon Consulting"]. Available at: https://vygon.consulting/services/bulletin/vygon_consulting-thomson_reuters/ (accessed 10.06.2021).
6. *Federal'nyi zakon ot 15.10.2020 № 342-FZ «O vnesenii izmenenii v glavy 25.4 i 26 chasti vtoroi Nalogovogo kodeksa RF»* [Federal Law No. 342-FZ of 15.10.2020 "On Amendments to Chapters 25.4 and 26 of Part Two of the Tax Code of the Russian Federation"]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74658110/> (accessed 10 June 2021).
7. *Federal'nyi zakon ot 15.10.2020 № 325-FZ «O vnesenii izmenenii v stat'iu 3.1 Zakona RF "O tamozhennom tarife"»* [Federal Law of 15.10.2020 No. 325-FZ "On Amendments to Article 3.1 of the Law of the Russian Federation" On Customs Tariff ""]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74657130/> (accessed 10 June 2021).

Заседание Коллегии Федерального агентства по недропользованию



На фото: Е.А. Киселев проводит заседание Коллегии Федерального агентства по недропользованию в онлайн-режиме

9 апреля 2021 года под председательством заместителя Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации – руководителя Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселева состоялось заседание Коллегии Роснедр. В связи со сложившейся эпидемиологической ситуацией мероприятие прошло в режиме видео-конференц-связи.

В заседании принимали участие представители Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, руководители территориальных органов, а также учреждений, подведомственных Роснедрам, работники центрального аппарата Федерального агентства по недропользованию.

На Коллегию были приглашены председатель Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям Н.П. Николаев, член Комитета Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию Г.И. Орденков, заместитель начальника Контрольного управления Президента Российской Федерации В.В. Летуновский и заместитель начальника Управления Генеральной Прокуратуры РФ по надзору за исполнением законодательства в экологической

сфере – начальник отдела по надзору за исполнением законодательства в сфере использования природных ресурсов Главного управления по надзору за исполнением федерального законодательства Генеральной Прокуратуры РФ А.А. Канунцев.

Среди основных вопросов повестки дня заседания – рассмотрение Итогового доклада о работе Федерального агентства по недропользованию в 2020 году и планов на 2021–2023 гг., с которым выступил Е.А. Киселев, а также Публичной декларации целей и задач Федерального агентства по недропользованию на 2021 год.

В обсуждении представленных материалов приняли участие председатель Общественного совета при Роснедрах Е.Г. Фаррахов, заместитель руководителя Роснедр С.А. Аксенов, руководитель Департамента по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу Ю.А. Филиппов, генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров.

Члены Коллегии Роснедр единогласно утвердили итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2020 году и планы на 2021–2023 гг., а также Публичную декларацию целей и задач Федерального агентства по недропользованию на 2021 год.



КУЗБАСС 300 ЛЕТ

В этом году Кузбасс отмечает 300 лет с момента официального открытия залежей угля, начала активного вовлечения ресурсов региона в экономическую и политическую структуру государства. Недаром границы территории Кемеровской области и ее расположение в центре России напоминает сердце. Современный Кузбасс – это регион с огромным промышленным, научным, культурным, образовательным и ресурсным потенциалом. Но главное богатство – это люди, отдающие родному краю свои силы, знания и опыт.

История Кузбасса – это отражение истории России, освоения богатств Сибири. Здесь вырос космонавт Алексей Леонов, получив впоследствии звание почетного гражданина Кемеровской области, а город-сад Новокузнецк воспел поэт Владимир Маяковский. Желаем региону и дальше развиваться и становится еще краше.

От души желаем всем жителям Кузбасса счастья, здоровья, благополучия, успехов во всех делах и начинаниях!



О.В. Трофимова
 ФБУ «ГКЗ»
 управление мониторинга, анализа
 и методологии
 отдел методологии
 начальник отдела
 ученый секретарь ЭТС «ГКЗ»
 trofimova_ov@gkz-rt.ru

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 июня 2021 г. проведена государственная экспертиза 784 объектов, в том числе:

- по оперативному изменению состояния запасов УВС – 131;
- по подсчету геологических запасов – 2;
- по подсчету извлекаемых запасов – 23;
- по твердым полезным ископаемым – 78;
- по подземным водам – 72.

Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 478 объектов.

Подтверждено открытие 6 месторождений углеводородного сырья.

Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (AB_1C_1) составляет:

- по нефти – 12,8 млн т;
- по газу – 10,0 млрд м³;
- по конденсату – 1,5 млн т.

Таблица 1.

Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2021 по 31.05.2021

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		A+B+C ₁	C ₂
Цинк	тыс. т	40,3	25,3
Уголь	тыс. т	191 480,00	-201 086,00
Серебро	т	187,7	383,8
Медь	тыс. т	40,2	53,1
Кадмий	т	0	124,3
Золото	кг	77 707,10	44 294,80
Свинец	тыс. т	18,8	-3,9
Железные руды	тыс. т	76 231,00	21 626,00

Рис. 1.

Динамика среднесуточной добычи нефти в России в России 2017–2021 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

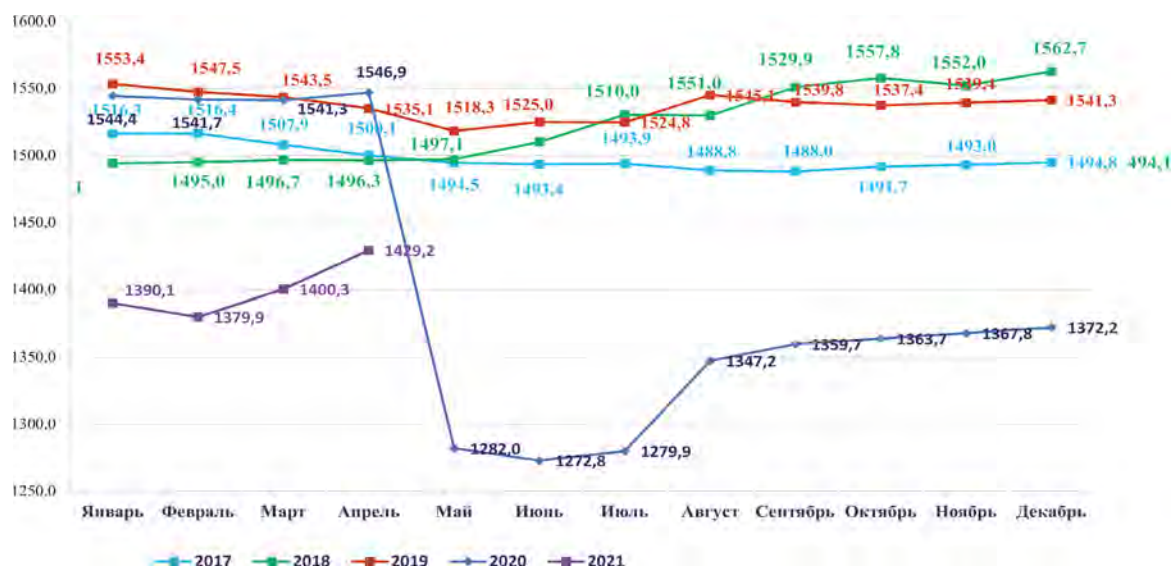
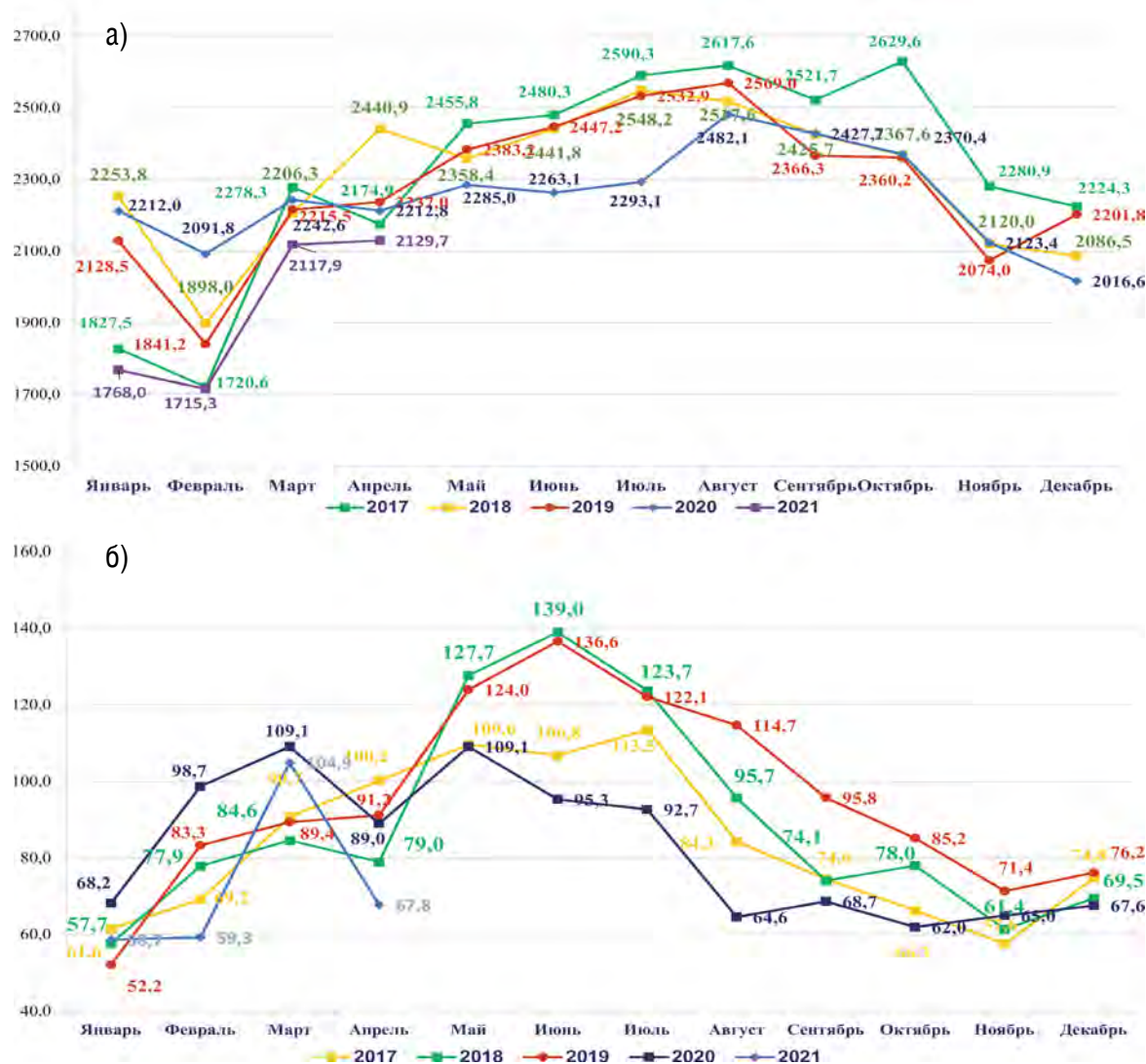


Рис. 2.

Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России 2017–2021 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)





Т. П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ «ГКЗ»
tpl@gkz-ri.ru

Результаты экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В апреле-мае 2021 г. проведено 22 заседания, из них 14 заседаний по твердым полезным ископаемым, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Кочкарское, Березовское, Пионер и др.) и россыпного (р. Камешковая, Большой Куранах) золота, железных руд (Яковлевское, Кировогорское), медно-колчеданных (Ново-Шемурское) и медно-порфировых (Томинское) руд, флюсовых известняков (Пикалевское), апатит-нефелиновых руд (Юкспорское), бентонитовых глин (Измайловское), гипса и гипсо-ангидрита (Каринское), а также каменного угля.

На 8 заседаниях по подземным водам были рассмотрены материалы государственной экспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных подземных вод, переоценки запасов подземных вод для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов размещения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Унтыгейское, Северо-Калиновое, Рогожниковское, Зазинское, Луцьяжское и др.). ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов подземных вод приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректив по результатам госэкспертизы. Наибо-

лее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу были представлены материалы технико-экономического обоснования постоянных разведочных кондиций и подсчета запасов Пионерного рудного поля в Амурской области.

Пионерное рудное поле расположено на территории Амурской области в Зейском и Магдагачинском районах. Инфраструктура района хорошо развита. В состав Пионерного рудного поля входят месторождение Пионер (рудные зоны Южная, Промежуточная, Бахмут, Андреевская, Восточная, Николаевская, Чесноковская, Звездочка, Бахмут СВ, Бахмут СВ (4 чаша), Эрозонная, Меридиональная, Перспективная, Улунгинская, Западная) и мелкие месторождения Отвальное, Александра, Кулисное, Брекчиевое, рудная зона Широкая. Большинство месторождений (рудных зон) частично или полностью отработаны.

Пионерное рудное поле расположено в западной части Зейско-Амурской вулканоплутонической зоны. По металлогеническому районированию рудное поле входит в состав Улунгинского рудного узла, расположенного на юге Гонжинского рудного района, входящего в состав Улемкано-Огоджинской молибдено-медно-серебро-золоторудной зоны Ханкайско-Буреинской минерагенической провинции. В геологическом строении рудного поля принимают участие палеозойские терригенно-карбонатные, мезозойские терригенные и вулканогенные, рыхлые кайнозойские стратифицированные образования. На рудном поле выделяются два типа руд: легкообогатимые и упорные. К настоящему времени легкообогатимые руды на месторождении Пионер практически отработаны открытым способом. В связи с завершением открытой отработки ряда рудных зон месторождения Пионер с 2017 г. на месторождении начата добыча подземным способом. В настоящее время подземным способом отрабатываются глубокие горизонты рудных зон Бахмут СВ (2 и 3 чаши), Андреевская (северо-восточный интервал) под отработанными карьерами.

Начиная с 1950-х гг. и по настоящее время проводится систематическое изучение площади работ. В 1957 г. была составлена геологическая карта и карта полезных ископаемых, на которой обобщены результаты всех ранее проведенных работ. В начале 1960-х гг. была проведена комплексная геолого-гидрогеологическая съёмка. В 1978–1981 гг. Умлеканским отрядом Зейской партии проводилась групповая геоло-

гическая съёмка масштаба 1:50000, в процессе которой в пределах Пионерного рудного поля были встречены высыпки щебня кварца с содержанием золота до 30 г/т (проявление Пионер). В 1980–1985 гг. Зейским поисковым участком на участках Пионер и Улунга были проведены площадные поиски масштаба 1:25000 и 1:10000. В результате проведённых работ была выявлена и вскрыта единичными канавами зона кварцсерицитовых метасоматитов и изменённых пород с содержанием золота до 20 г/т.

Детальные поисковые и оценочные работы на месторождении Пионер были начаты в 1986 г. силами Амурской экспедиции. С 2001 г. в пределах месторождения Пионер ОАО «Покровский рудник» продолжены поисковые и оценочные, а также начаты разведочные работы.

В 2008 г. по результатам разведочных работ ГКЗ Роснедра были утверждены постоянные разведочные кондиции для подсчета запасов месторождения Пионер применительно к условиям отработки открытым способом. На основании утвержденных кондиций, по состоянию на 01.01.2009 составлен отчет с подсчетом запасов по месторождению Пионер, куда вошли рудные зоны: Южная, Промежуточная, Бахмут и Андреевская. Начиная с 2011 г. и по настоящее время были выполнены несколько оперативных подсчетов запасов по рудным зонам Александра и Широкая, а также месторождениям Кулисное, Брекчиевое и Отвальное, запасы были утверждены и поставлены на Государственный баланс.

В 2016 г. ТКЗ Амурнедра были утверждены постоянные разведочные кондиции для подсчета запасов по рудным столбам месторождения Пионер применительно к условиям отработки подземным способом. Этим же протоколом были утверждены балансовые запасы рудных столбов зон Бахмут, Андреевская (северо-восточный фланг), СВ Бахмут (карьер 6, чаша 3).

В результате проведенных эксплуатационных и разведочных работ на Пионерном рудном поле были подсчитаны запасы золота и серебра по категориям C_1 и C_2 . Также по результатам проведенных работ были пересмотрены постоянные разведочные кондиции для открытого способа отработки.

С экономической точки зрения проект обладает достаточной устойчивостью ЧДД по всем основным факторам.

По замечаниям экспертной комиссии были внесены правки в параметры предложенных авторами постоянных разведочных кондиций. Было принято выделить статистически два типа руды – первичная (легкообогатимая) и упорная.

Экспертной комиссией были даны рекомендации недропользователю проводить опережа-

ющую эксплуатационную разведку, а также выполнить полноценное сопоставление данных разведки и эксплуатации запасов. В случае выявления существенных расхождений материалы представить на государственную экспертизу в установленном порядке.

С учетом исправления замечаний экспертной комиссии постоянные разведочные кондиции для открытого способа отработки и подсчет запасов месторождений Пионерного рудного поля были утверждены, а месторождения по степени изученности отнесены к разведанным.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы по геолого-гидрогеологическому обоснованию опытно-промышленной эксплуатации полигона размещения попутных вод в пластах горных пород уватской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса на Рогожниковском нефтяном месторождении, расположенном в 148 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийск.

Рогожниковское нефтяное месторождение было открыто в 1988 г. и введено в промышленную эксплуатацию в 2005 г.. Разработка месторождения осуществляется с применением системы ППД, для чего используются попутные воды и подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. По мере роста обводненности продукции на Рогожниковском месторождении возникла проблема обращения с излишками попутных вод, что определило необходимость постановки работ по обоснованию их размещения в пластах горных пород. Поэтому недропользователем было принято решение по размещению излишков попутных вод в скважины, расположенные на водозаборном кусте 3В3, который ранее использовался для покрытия дефицита попутных вод для системы ППД на КНС-2. Он состоит из 4 водозаборных скважин, по которым утверждены запасы подземных вод в общем количестве 2,0 тыс. м³/сут (по 500 м³/сут на каждую скважину). С учетом намечаемого использования скважин куста 3В3 по иному целевому назначению, недропользователем внесено предложение о списании с государственного учета запасов технических подземных вод Рогожниковского месторождения по четырем скважинам куста 3В3 в общем количестве 2,0 тыс. м³/сут, в связи с отсутствием потребности в них и утратой промышленного значения.

Недропользователем было составлено техническое задание на выполнение работ по геолого-гидрогеологическому обоснованию возможности опытно-промышленного разме-

щения попутных вод в апт-альб-сеноманский водоносный комплекс на участке куста 3В3 с максимальным суммарным объемом 2,0 тыс. м³/сут в течение 5 лет на базе двух поглощающих скважин и одной резервной. Скважина № 15В – наблюдательная. Нагрузки на поглощающие скважины должны быть распределены равномерно по 1,0 тыс. м³/сут, предельные устьевые давления нагнетания необходимо принять в соответствии с давлением опрессовки пакеров (160 атм).

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что в целом геолого-гидрогеологическая изученность участка оцениваемого полигона достаточна для решения вопроса о возможности проведения опытно-промышленной эксплуатации Рогожниковского полигона размещения в пластах горных пород попутных вод. В соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» его следует отнести к группе оцененных.

По мнению экспертизы, состав, объемы и методика выполненных полевых работ позволили получить необходимые данные для обоснования опытно-промышленной эксплуатации Рогожниковского полигона размещения в пластах горных пород попутных вод и обосновать проектные нагрузки на поглощающие скважины.

Коэффициенты приемистости скважин составили 8,5 м³/сут·атм и 8,9 м³/сут·атм. По результатам прослеживания изменения пластового давления в наблюдательной скважине № 15В при проведении опытных закачек попутных вод в скважины № 16В и 17В величина коэффициента водопроводимости составила 21,6 м²/сут.

Экспертиза подтвердила, что геолого-гидрогеологические условия залегания и фильтрационно-емкостные характеристики водовмещающих пород уватской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса позволяют использовать их в качестве пласта-коллектора для размещения попутных вод на Рогожниковском нефтяном месторождении.

Экспертиза посчитала возможным проведение опытно-промышленной эксплуатации в течение 5 лет Рогожниковского полигона размещения попутных вод в пластах горных пород уватской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса на базе четырех скважин, в том числе двух поглощающих, одной резервной и одной наблюдательной, с максимальной суммарной производительностью 2,0 тыс. м³/сут при предельном устьевом давлении нагнетания 160 атм. ①

Владимиру Леонидовичу Богданову – 70!



28 мая генеральный директор ПАО «Сургутнефтегаз» Владимир Богданов отметил юбилей. Герою Труда России, заслуженному работнику нефтяной и газовой промышленности страны, лауреату Государственной премии России в области науки и технологий, почётному гражданину Сургута, Сургутского района, ХМАО – Югры, Тюменской и Ленинградской областей исполнилось 70 лет!

Уважаемый Владимир Леонидович!

Примите самые искренние поздравления с днем рождения! Вы – человек слова и дела, а потому Ваше имя широко известно.

За долгие годы своей плодотворной профессиональной деятельности Вам удалось внести колоссальный личный вклад в развитие минерально-сырьевой базы России, поставив природные богатства Русского Севера на служение и процветание нашей Родины. Ваш высочайший профессионализм, мастерство, ответственность и преданность любимому делу всегда служат залогом успехов в работе и глубокого уважения и признания со стороны ваших коллег и партнеров.

Ваше имя неразрывно связано с Сургутнефтегазом, и на Ваших плечах лежит огромная ответственность, но Вы отлично справляетесь и служите для многих компаний и профессионалов в нефтегазовой отрасли примером четкой и безукоризненной работы. Об этом лучше слов говорят результаты работы Сургутнефтегаза: рекордные проходки буровиков, стабильные объёмы нефтегазодобычи, образцовые цеха и промыслы, огромный вклад в благоустройство городов и посёлков на всех территориях присутствия компании.

От всей души желаем, чтобы Ваши личные и профессиональные планы успешно осуществлялись, чтобы Вас окружали надежные друзья и партнеры, а оптимизм и неиссякаемая энергия всегда помогали двигаться вперед, к новым высотам! Спокойствия, благополучия, мира Вам и Вашему дому!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

Поздравляем Елену Викторовну Соболеву!



27 июня заместитель начальника управления – начальник юридического отдела Управления делами Федерального агентства по недропользованию Елена Викторовна Соболева отметила свой юбилей. Многие годы ее профессиональный путь неразрывно связан с Федеральным агентством по недропользованию.

Уважаемая Елена Викторовна!

Примите наши самые искренние поздравления с Днем рождения!

Выражаем Вам огромную благодарность за Вашу самоотдачу нашему общему делу. Уникальная трудоспособность помогает Вам на высоком профессиональном уровне организовывать работу, последовательно доводить до эффективного результата любое начинание, пользоваться заслуженным авторитетом и уважением коллег. На Вас можно положиться в любом деле!

Ваш многолетний плодотворный труд на благо России заслуженно отмечен высокими ведомственными наградами и почетными званиями.

Кроме того, мы ценим Ваше безграничное обаяние, мудрость, тактичность, доброту, отзывчивость и внимание к окружающим.

Желаем Вам крепкого здоровья, душевной гармонии, отличного настроения, счастья, благополучия, стабильности и процветания! Пусть работа приносит радость и удовлетворение, Ваши личные и профессиональные планы успешно реализуются. От всей души желаем, чтобы Вас окружали надежные друзья и коллеги, оптимизм и неиссякаемая энергия всегда помогали двигаться только вперед, к новым высотам, а тепло домашнего очага дарило силы для новых свершений!

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

Асламбеку Асхатовичу Гермаханову – 60!



27 июня 2021 года исполнилось 60 лет Асламбеку Асхатовичу Гермаханову – начальнику Управления делами Федерального агентства по недропользованию.

Асламбек Асхатович более 35 лет посвятил поискам и разведке полезных ископаемых в Сибирском регионе, принимал активное участие в разведке целого ряда месторождений углеводородов, в том числе Двуреченского, Западно–Моисеевского, Западно–Крапивинского месторождений, а также в доразведке Крапивинского месторождения, которые в настоящее время составляют сырьевую основу добычи нефти в Томской области.

С 2005 года А.А. Гермаханов работал на государственной службе, занимая должности от заместителя руководителя до начальника департамента территориального органа Федерального агентства по недропользованию. На всех занимаемых должностях Асламбек Асхатович успешно обеспечивал выполнение работ по воспроизводству минерально–сырьевой базы в Сибирском регионе, участвовал в подготовке и проведении аукционов и конкурсов на право пользования недрами, активно занимался вопросами государственного геологического контроля пользования недрами и везде проявил себя как высококвалифицированный геолог, опытный руководитель и государственный служащий.

А.А. Гермаханов плодотворно занимался общественной деятельностью, активно взаимодействовал с профессиональными учебными заведениями и геологическими организациями с целью популяризации профессии геолога. Имея большой опыт организаторской и общественной работы, постоянно оказывал поддержку и содействие в воспитании подрастающего поколения юных геологов. Принимал активное участие в развитии детско–юношеского геологического движения в субъектах Российской Федерации.

С мая 2019 года Асламбек Асхатович возглавляет Управление делами Федерального агентства по недропользованию. Он добился эффективного взаимодействия всех подразделений управления, соблюдения ими порядка ведения дел при проведении конкретных мероприятий, реализуемых в рамках компетенции управления. Под руководством Асламбека Асхатовича успешно осуществляется полный комплекс кадрового, информационного, документационного и организационного обеспечения служебной деятельности Роснедр.

А.А. Гермаханов активно участвует в координации и контроле деятельности территориальных органов и подведомственных Роснедр предприятий и учреждений, большое внимание уделяет обоснованности направлений и объемов геологоразведочных работ.

За безупречную и эффективную служебную деятельность, большой личный вклад в развитие минерально–сырьевой базы России А.А. Гермаханову в 2016 году присвоено почетное звание «Заслуженный геолог Российской Федерации», он награжден Почетными знаками и грамотами Президента Российской Федерации, Минприроды России и Роснедр.

Деловые качества, разносторонние знания и способность передавать накопленный опыт молодому поколению снискали Асламбеку Асхатовичу заслуженный авторитет и уважение среди коллег.

Поздравляем Асламбека Асхатовича с юбилеем, желаем крепкого здоровья, долгих лет активной, плодотворной деятельности и благополучия родным и близким.

Конференция в Кемерово: рациональное недропользование в интересах государства



16-17 июня 2021 г. в Кемерово ФБУ «ГКЗ» организовало конференцию для недропользователей «Обеспечение рационального недропользования в интересах государства. Вопросы экспертизы ТЭО кондиций и подсчета запасов месторождений угля и золота». Информационным партнером и оператором онлайн-трансляции конференции выступило сетевое издание «Геовестник».

Открыл конференцию генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпуров. С приветственным словом выступили министр угольной промышленности Кузбасса О.С. Токарев и директор Новосибирского филиала ФБУ «ГКЗ» М.А. Писарничий.

С учетом эпидемиологической обстановки конференция прошла в гибридном формате с соблюдением действующих санитарно-профилактических мер. В ней приняли участие недропользователи, проектные организации, представители органов управления фондом недр регионального и федерального уровней, институтов Министерства высшего образования и науки, внештатные эксперты ФБУ «ГКЗ».



В первый день работы конференции в ее заседании приняли участие заместитель начальника отдела геологии и лицензирования по Кемеровской области Департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу Н.А. Головина; заместитель генерального директора ЕСОЭН Л.Г. Колова. Была организована видеоконференцсвязь Москва-Кемерово, участниками которой стали заместитель начальника Управления геологии твердых полезных ископаемых Роснедр Д.С. Шаповал; заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ» В.В. Шкиль; заместитель начальника отдела рационального недропользования Министерства экологии и рационального природопользования Красноярского края М.В. Вульф.

Активное обсуждение вопросов от недропользователей состоялось на круглом столе при участии заместителя генерального директора ФГБУ «Росгеолфонд» Е.М. Юона. Второй круглый стол был посвящен вопросам лицензирования. На вопросы недропользователей отвечал К.Д. Горохов – заместитель директора по вопросам лицензирования недропользования ФГКУ «Росгеолэкспертиза».

Во второй день конференции прошли еще два круглых стола, на которых обсуждались самые актуальные вопросы, связанные с экспертизой запасов угольных и золоторудных месторождений, поднимались и рассматривались проблемы в материалах подсчета запасов и ТЭО кондиций, представляемых на государственную экспертизу, в том числе геологического, горного, технологического, экономического обоснования ТЭО кондиций, особенности подготовки материалов ТЭО кондиций и отчетов с подсчетом запасов в части защиты выработок от воды и водообеспечение предприятий. Также обсуждались требования и рекомендации к материалам, передаваемым на хранение в фонды геологической информации и предложения по цифровизации горно-геологических служб предприятия.

По результатам семинара было принято решение о формировании предложений по совершенствованию нормативно-методической базы в области рационального недропользования и подсчета запасов полезных ископаемых.

Благотворительный турнир по мини-футболу «Кубок Добра»



29 мая 2021 г. в «Лужниках» состоялся шестой благотворительный турнир по мини-футболу «Кубок Добра». Организатором выступил футбольный клуб звёзд эстрады России «Старко» при поддержке Администрации Президента РФ и Департамента спорта города Москвы. Цель турнира — сбор денежных средств на оказание адресной помощи тяжелоболь-

ным детям, нуждающимся в дорогостоящем лечении в Институте врожденных заболеваний челюстно-лицевой области профессора Г.В. Гончакова.

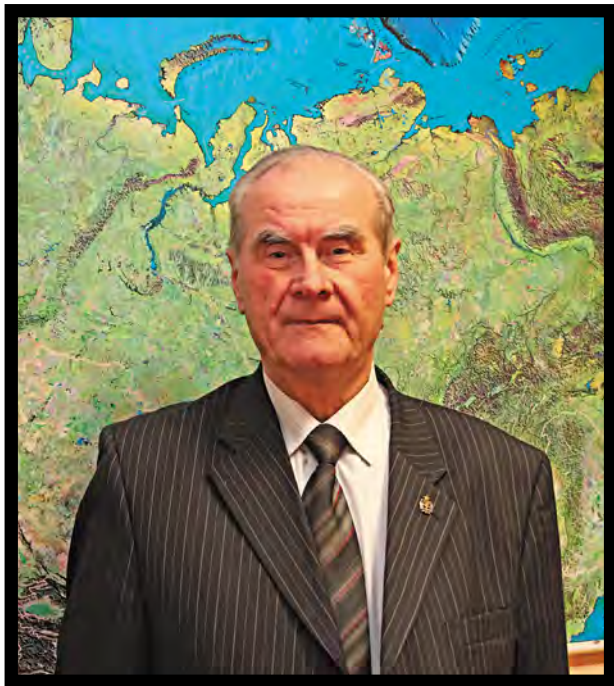
В турнире участвовали любительские команды, представляющие ведущие российские компании и предприятия. В этот раз участниками «Кубка Добра» стали команды «ВНИГНИ», «ЕСОЭН», «Недра России», «ВЫГОН Консалтинг», «Абсолют Страхование», «Русская рыба», «Росич», «Сколково», «Старко», «ВАРМСУ», «Vita», «РЖД».

Всего, начиная с 2005 года, по итогам благотворительных спортивно-концертных мероприятий «Старко» собрали более 320 миллионов рублей, благодаря чему была оказана адресная медицинская помощь 3873 детям из разных регионов России.

Ворота команды «Недра России» защищал генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров, полевые игроки – Андрей Давыдов, Олег Федосеев (ГКЗ), Алексей Вожик, Ставро Ефремов (Гидроспецгеология), Николай Гребенкин, Максим Люлько, Дмитрий Мушаков, Степан Лапин (ВИМС), Станислав Бучинский (ЕвроХим), Сергей Тетерев, Артур Спиридонов (Росгеолэкспертиза).



Памяти Владимира Дмитриевича Крюкова



Федеральное агентство по недропользованию с глубоким прискорбием сообщает, что 13 мая 2021 года ушёл из жизни научный руководитель АО «ПМГРЭ» Владимир Дмитриевич Крюков.

В.Д. Крюков родился в 1939 г. в пригороде Ленинграда – Петергофе. В 1956 году поступил на вечернее отделение Ленинградского государственного университета на географический факультет. Одновременно работал в Тресте геодезических работ и инженерных изысканий. В марте 1959 г. перешел в Научно-исследовательский институт геологии Арктики (НИИ-ГА), где работал коллектором, техником, участвовал в полевых работах на Таймыре и в районе Нижней Тунгуски.

В 1963 г. В.Д. Крюков переезжает в Норильск, где по инициативе выдающегося полярного исследователя Н.Н. Урванцева создается постоянно действующая научно-исследовательская экспедиция НИИГА. В 1969 г. во ВСЕГЕИ Владимир Дмитриевич успешно защитил кандидатскую диссертацию, а в 1971 г. был назначен начальником Норильской опытно-методической экспедиции. В эти годы проводилась большая работа по укреплению производственной базы экспедиции и одновременно расширилась география геологических работ с выходом на Таймыр и Северную Землю.

В 1976 г. В.Д. Крюков вернулся в Ленинград, где организовал Арктическую комплексную геолого-геофизическую экспедицию, в задачи которой входило продолжение поисковых работ на о. Большевик, а также изучение россыпной оловоносности и золотоносности шельфовой зоны Восточно-Сибирского, Чукотского и Берингова морей. Под его руководством были открыты крупные месторождения россыпного олова на шельфе Новосибирских островов, прогнозная оценка ресурсов которых превышает 100 тыс. т металла. В Якутии открыта и дана предварительная оценка крупнейшего редкометалльного месторождения Томтор.

В 1987 г. после объединения Арктической и Полярной экспедиций В.Д. Крюков был назначен директором Полярной морской геологоразведочной экспедиции, единственной в России специализированной организации, выполняющей комплексные

геологические исследования в наиболее труднодоступных районах Земли: Арктике, Антарктике и Мировом океане.

В.Д. Крюков как бессменный директор ПМГРЭ на протяжении более 40 лет определял основные планы и направления производственных и тематических исследований Полярной экспедиции в Арктике, Антарктике и Мировом океане.

Владимир Дмитриевич участвовал в составлении планов работ и их выполнении в Советской и Российской антарктических экспедициях. Он добивался осуществления ежегодных экспедиций в Антарктику даже в сложные 90-е годы, когда резко сократилось выделение средств из федерального бюджета. За это время не было пропущено ни одной экспедиции. Лично принимал участие в двух антарктических экспедициях, в том числе на станции «Восток», где были организованы работы по изучению уникального подледникового одноименного озера. Принимал участие в создании геологической базы «Прогресс», ставшей центром российских антарктических исследований.

Большой вклад Владимир Дмитриевич внёс в создание целевого геолого-геофизического судна «Академик Александр Карпинский». В результате производственного переоборудования, в основном за счёт внебюджетных источников, судно способно выполнять региональные, геофизические, сейсмические работы на современном мировом уровне.

В 2000–2005 г. В.Д. Крюков возглавлял и принимал личное участие в организации и проведении поисково-разведочных работах на Новой Земле. В результате этих работ было открыто крупное Павловское месторождение серебросодержащих свинцово-цинковых руд, запасы по которому были утверждены в 2004 г. в Государственной комиссии по запасам Российской Федерации в объёме 2400 тыс. т свинца и цинка. Месторождение отнесено к разряду крупных.

По геологическим материалам, полученным Полярной экспедицией, в 2001 г. совместно с ВНИИокеангеологией, было подготовлено обоснование заявки в Комиссию по границам континентального шельфа по установлению внешней границы континентального шельфа Российской Федерации, позволяющее претендовать на существенный, площадью 1,2 млн км², прирост континентального шельфа России за пределами 200 морских миль с углеводородным потенциалом не менее 10 млрд т у.т.

За большой вклад в развитие минерально-сырьевой базы, обоснование внешней границы континентального шельфа России в Северном Ледовитом океане, защите геополитических интересов России в Мировом океане и Антарктике В.Д. Крюков награждён орденами «За заслуги перед Отечеством» IV степени, «За морские заслуги», «Знак Почёта», «Почёта», несколькими медалями Российской Федерации, он лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, «Заслуженный геолог Российской Федерации», Почётный разведчик недр, Почётный полярник, Почётный ветеран-геологоразведчик. За свою активную благотворительную деятельность награждён орденом «Меценат» и знаком «Благотворитель». В 2004 г. ему присвоено звание «Почётный гражданин г. Петергофа», он также награждён медалью «За заслуги перед Петродворцовым районом».

Владимира Дмитриевича отличали безусловная преданность геологии, умение мыслить стратегически, по государственному, ставя главным приоритетом интересы России.

Все, кто знал Владимира Дмитриевича, всегда будут помнить его как человека, преданного Родине, легендарного геолога, внесшего значительный вклад в экономическое могущество страны. Коллектив Роснедр выражает глубокие соболезнования родным, коллегам и друзьям покойного.

Памяти Валентина Алексеевича Кравцова



ФБУ «ГКЗ» с глубоким прискорбием сообщает, что 20 мая 2021 г. на 82 году ушел из жизни после тяжелой продолжительной болезни Заслуженный разведчик недр Российской Федерации, Первооткрыватель месторождений, и ветеран труда ДВТГУ главный геолог Хабаровского филиала ФБУ «ГКЗ» Валентин Алексеевич Кравцов.

Валентин Алексеевич закончил с отличием Старооскольский ГРТ и в 1960 г. начал свою трудовую деятельность в геологии в Комсомольской ордена Трудового Красного Знамени геологоразведочной экспедиции, где проработал до 1991 г. За это время прошел путь от младшего техника-геолога до начальника экспедиции (с 1977 по 1986 гг.). Внес большой вклад в разведку недр Комсомольского и Баджалского рудных районов.

За этот период под его руководством была проведена разведка Соболиного оловорудного месторождения, выявлено и вовлечено в разведку одно из крупнейших в России Правоурмийское оловорудное

месторождение, разведано Лианское бурогольное месторождение. За 10 лет экспедицией был обеспечен прирост запасов олова в сумме более 100 тыс. т.

В 90-е годы Валентин Алексеевич был назначен генеральным директором российско-американского ООО «Горнорудная компания «Тас-Юрях». Этим обществом в период 1994–2001 гг. была завершена детальная разведка золоторудного месторождения Тас-Юрях, разработано банковское ТЭО на его освоение, проведена предварительная разведка золоторудного месторождения Малютка.

За многие годы работы в области недропользования и поисков месторождений В.А. Кравцов награжден Орденом Трудового Красного Знамени, Знаком МПР «Почетный разведчик недр», знаком «За заслуги в разведке и освоении недр Хабаровского края», почетными дипломами и медалями.

С 2006 В.А. Кравцов назначен руководителем Хабаровского филиала ФБУ «ГКЗ». За время работы показал себя высококвалифицированным специалистом, под его руководством создан эффективно работающий филиал, ежегодно выполняющий большие объемы государственных экспертиз материалов подсчета запасов по месторождениям благородных металлов по Дальневосточному региону.

Валентин Алексеевич являл собой пример преданного и самоотверженного служения науке, высочайшей работоспособности и целеустремленности. Его вклад в организацию и развитие наук о Земле трудно переоценить.

Мы будем помнить Валентина Алексеевича как интеллигентного, отзывчивого, жизнерадостного, необычайно деятельного человека, талантливого ученого, внимательного педагога.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» выражает глубокие соболезнования родным и близким Валентина Алексеевича. Это очень большая утрата для всех нас.



Читайте журнал «Геология и недропользование» в 2021 году – в свободном доступе!

Уважаемые читатели! Уважаемые будущие подписчики!

Межотраслевой научно-технический журнал «Геология и недропользование» (Geology and subsoil use) издается с апреля 2021 г.

Полноцветная печатная версия (до 230 стр., формат А4) выходит 6 раз в год.

Мы публикуем научные исследования, аналитические обзоры, дискуссионные материалы по актуальным аспектам недропользования российских и зарубежных авторов – ученых с мировым признанием, ведущих исследователей, специалистов, аспирантов и студентов.

Журнал «Геология и недропользование» не претендует на статус правопреемника журнала «Недропользование XXI век», хотя общность научно-технических интересов, приверженность актуальным темам российского и зарубежного недропользования не позволит избежать тематической преемственности и традиции соблюдения высоких публикационных стандартов.

В настоящий момент журнал «Геология и недропользование» проходит официальную регистрацию в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

До конца 2021 года журнал «Геология и недропользование» распространяется в электронной форме без подписки. Прочитать (или скачать) свежий номер вы можете на сайте ЕСОЭН по адресу: <http://eues.ru/node/271>.

Бумажная версия журнала распространяется на отраслевых форумах, конференциях, выставках, семинарах.

О начале подписки на 2022 год мы предупредим вас заранее.

Редакция журнала «Геология и недропользование»

Приглашаем недропользователей, специалистов проектных организаций, инжиниринговых, консалтинговых компаний принять участие в пятой международной конференции

«Подземные воды – 2021»

06-08 октября 2021 года

Конференция пройдет в гибридном формате:

– онлайн – в режиме видеоконференции

– офлайн – Ставропольский край, г. Пятигорск, отель «Бештау», ул. Первая Бульварная, 17

Конференция проводится при поддержке Федерального агентства по недропользованию (Роснедр), Геологического центра СПбГУ, Международной Ассоциации гидрогеологов, ЕСОЭН.

Организаторы – ФБУ «ГКЗ», ФГБУ «Гидроспецгеология».

Информационная поддержка – научно-технический журнал «Геология и недропользование».

Оператор конференции – АООН «НАЭН».

Для участия в конференции приглашены представители органов государственной власти РФ, Российской академии наук, администраций субъектов РФ и муниципальных образований, территориальных органов Роснедр, ведущих научных, проектных и производственных организаций и недропользователи.

Концепция конференции: создание площадки для обсуждения актуальных проблем по вопросам поисков и разведки месторождений подземных вод, водоснабжения, обоснования подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, гидрогеологии месторождений твердых полезных ископаемых и углеводородного сырья, геоэкологии.

Участникам конференции предоставляется скидка 15% при бронировании проживания через сайт отеля «Бештау» по промокоду «ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ» и по телефону: **8-8793-32-30-30**.

Сайт отеля – <https://www.hotel-beshtau.ru>

Просьба заранее бронировать проживание.

Прием заявок на участие в конференции:

– выступления с докладами – до 01.09.2021 (необходимо выслать тезисы)

– в качестве слушателей – до 26.09.2021

По вопросам участия:

Александра Хопта

+7(495)780-30-54 доб. 244, **+7(926)121-34-62**; khopta@gkz-rf.ru

Екатерина Бойкова

+7(495)780-33-12, **+7(916)511-69-29**, boykova@naen.ru, info@naen.ru

**КОНФЕРЕНЦИЯ ПРОВОДИТСЯ В ГИБРИДНОМ ФОРМАТЕ.
КОЛИЧЕСТВО ОЧНЫХ УЧАСТНИКОВ ОГРАНИЧЕНО**

6-8 ОКТЯБРЯ ОТЕЛЬ «БЕШТАУ» Г. ПЯТИГОРСК

5-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ 2021

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНПРИРОДЫ
РОССИИ



РОСНЕДРА



ЕСОЭН
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ



ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
СПбГУ



International Association
of Hydrogeologists the World-wide
Groundwater Organisation



ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:
АООН «НАЭН»

ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ▶ ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ИХ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА;
- ▶ РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ;
- ▶ ГИДРОГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ, УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ);
- ▶ ПОДСИСТЕМА «МОНИТОРИНГ ПОДЗЕМНЫХ ВОД» ГОСУДАРСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР;
- ▶ ИТОГИ РАБОТЫ ЦКР РОСНЕДР ПО МПВ И ПС;
- ▶ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ И ЭКСПЕРТИЗА ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД;
- ▶ СОСТОЯНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАПАСОВ МИНЕРАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ РЕГИОНА КМВ;
- ▶ ОРГАНИЗАЦИЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ КРЫМСКОГО ПОЛУОСТРОВА;
- ▶ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ВОДОДЕФИЦИТНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ КАЧЕСТВЕННОЙ ПИТЬЕВОЙ ВОДОЙ.