№ 4(74) август 2018

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКОМУ ЦЕНТРУ РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА

25 ЛЕТ

НА ДЕСЯТИЛЕТИЯ ВПЕРЕД ОЦЕНИВАТЬ РАЗВИТИЕ ЦЕЛЫХ ТЕРРИТОРИЙ

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI ВЕК

Nedropolzovanie XXI vek

Межотраслевой научно-технический журнал
№ 4 АВГУСТ 2018
Издается с ноября 2006 года

12+

Информационный партнер ЕСОЭН
(Евразийский союз экспертов по недропользованию)

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

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

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

Н.Н. Андреева, профессор РГУНГ им. И.М. Губкина, д–р техн. наук
С.Д. Викторов, заместитель директора УРАН ИПКОН РАН, д–р техн. наук
С.Ю. Глазьев, академик РАН
И.С. Гутман, канд. геол.–мин. наук, профессор РГУНГ им. И.М. Губкина
А.Н. Дмитриевский, академик РАН, д–р геол.–мин. наук
И.С. Закиров, председатель совета директоров ООО "ПЕТЕК", заместитель главного редактора
О.С. Каспаров, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию
С.Г. Кашуба, председатель НП «Союз золотопромышленников»
Е.А. Козловский, вице–президент РАЕН, профессор РГГРУ, д–р техн. наук
А.Э. Конторович, академик РАН, д–р геол.–мин. наук
М.Ф. Корнилов, генеральный директор компании RJC
Дэвид МакДональд, вице–президент по запасам British Petroleum, Председатель Экспертной группы по ресурсным классификациям (EGRC) при ЕЭК ООН
Ю.Н. Малышев, почетный президент НП «Горнопромышленники России», президент Академии горных наук, академик РАН
Н.Н. Мельников, директор Горного института Кольского научного центра РАН, академик РАН
С.М. Миронов, депутат ГД, руководитель фракции партии «Справедливая Россия» в ГД
Р.Х. Муслимов, консультант президента Республики Татарстан по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, д–р геол.–мин. наук, профессор КФУ, академик АН РТ
Д.Л. Никишин, заместитель директора ФБУ «Росгеолэкспертиза», канд. юрид. наук, заместитель главного редактора
А.В. Пак, заместитель генерального директора ООО «Интернедра Менеджмент» (управляющая компания ЗАО «ОГК Групп» и дочерних обществ)
А.Д. Писарницкий, заместитель генерального директора ВНИГНИ, председатель правления ЕСОЭН, канд. техн. наук
К.Н. Трубецкой, главный научный сотрудник УРАН ИПКОН РАН, академик РАН
Джон Этеринтон, Управляющий директор PRA International Ltd (Канада), Председатель Технической Консультативной группы (TAG) при ЕЭК ООН

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

В.М. Аленичев, главный научный сотрудник Института горного дела УрО РАН, профессор, д–р техн. наук
М.П. Астафьева, профессор РГГРУ, д–р экон. наук
Т.В. Башлыкова, директор НВП Центр–ЭСТАгео
В.Г. Браткова, начальник управления мониторинга, анализа и методологии ФБУ «ГКЗ»
В.И. Воропаев, главный геолог ФБУ «ГКЗ»
Г.В. Демура, профессор РГГРУ, д–р геол.–мин. наук
Р.Г. Джамалов, зав. лабораторией Института водных проблем РАН, д–р геол.–мин. наук, академик РАЕН
В.М. Зуев, заместитель начальника аналитического управления УК Алроса ЗАО
В.А. Карпов, канд. геол.–мин. наук
М.А. Комаров, директор ВИЭМС, д–р экон. наук, академик РАЕН, профессор
А.Б. Лазарев, начальник управления запасов ТПИ – главный геолог ФБУ «ГКЗ»
Т.П. Линде, ученый секретарь ФБУ «ГКЗ», канд. экон. наук
Е.С. Ловчева, начальник отдела подземных вод ФБУ «ГКЗ»
Н.С. Пономарев, руководитель Тимано–Печерской нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС, заместитель руководителя Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС
И.Ю. Рассказов, директор ИГД ДВО РАН, д–р техн. наук
Т.А. Рыжкова, пресс–секретарь ФБУ «ГКЗ»
М.И. Саакян, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ», канд. геол.–мин. наук
Н.А. Сергеева, начальник управления по недропользованию ОАО Сургутнефтегаз, канд. экон. наук
Н.И. Толстых, вице–президент НОУ «Школа ПравоТЭК»
С.В. Шаклеин, ведущий научный сотрудник Института вычислительных технологий СО РАН, д–р техн. наук
А.Н. Шандрыгин, заместитель директора филиала ДеГольер энд МакНотон, д–р техн. наук
В.В. Шкиль, заместитель генерального директора ФБУ «ГКЗ»

ПРЕДСТАВИТЕЛИ:

От Федеральных округов РФ

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

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

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

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

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

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

В зарубежных государствах

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

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

Кыргызская Республика
Б.Т. Толобекова, Институт геомеханики и освоения недр Кыргызской Республики, д–р техн. наук
О.В. Ким, управляющий директор Kazakhstan mineral company, канд. геол.–мин. наук, okim@wkmc.kz

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

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

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

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

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

Подписано в печать 28.08.2018

Формат 60x90/8, объем 19 п.л.

Печать: ООО «Центр Инновационных Технологий»

Заявленный тираж 5000 экз.

Подписные индексы по каталогам:

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

«Недропользование XXI век», 2016.

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

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

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

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

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

ISSN 1998-4685

Тема номера

Научно-аналитическому центру им. В.И. Шпильмана – 25 лет!

№ 4
август
2018

ВОПРОС НОМЕРА

17 *В.В. Черепанов, Ю.В. Масалкин, А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук, В.Ю. Морозов*
Какую роль, по вашему мнению, будет играть в дальнейшем Западно–Сибирская нефтегазоносная провинция среди других регионов России?

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ВЗГЛЯД

22 *Н.В. Комарова, С.А. Филатов*
Система управления ресурсами Югры – основной вектор развития нефтяной отрасли

ГЛОБАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

30 *Д.Г. МакДоналд, И.В. Шпуров, А.В. Шпильман, Д.Р. Этерингтон, Х. Тулсидас, Ш. Гриффитс*
Глобальная классификация запасов и ресурсов: Создание связи между Системой управления нефтяными ресурсами (PRMS) и Системой классификации запасов Российской Федерации

ВЕСТИ ИЗ КОМИТЕТА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ

38 *А.Н. Ищенко*
Хроника законодательной работы: завершена четвертая сессия Государственной Думы России седьмого созыва

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ТЕМА НОМЕРА

42 *А.В. Шпильман*
Мы создаем уровень понимания недропользования, соответствующий современным международным уровням

52 *В.А. Волков*
Перспективы сланцевой «революции» в Югре – самые радужные, но технология разработки баженовской свиты еще не выработана

58 *П.А. Стулов*
Одна из самых современных геохимических лабораторий в России для исследования трудноизвлекаемых запасов

61 *С.Г. Кузьменков*
Создание обоснованной и адаптированной к современным реалиям системы недропользования в ХМАО – Югре – огромная заслуга В.И. Шпильмана

64 *В.М. Южакова*
Геология должна возродиться снова

70 *И.П. Толстолыткин*
Этапы освоения нефтяных месторождений ХМАО – Югры: 1964–2017 гг.

76 *Н.В. Судат*
Прогноз нефтегазоносности в ХМАО – Югре – с создания НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и до наших дней

88 *А.А. Сидоров*
Цифровая модель геологического строения осадочного чехла центральной части Западной Сибири

94 *Е.Е. Оксенойд*
Изучение баженовской свиты – ключевое направление развития НАЦ РН им. В.И. Шпильмана

100 *Ю.А. Кузьмин*
Определение литологических типов баженовских отложений ХМАО – Югры

108 *С.Л. Рыльчикова, М.В. Тихонова, Н.Л. Таркова, З.Н. Шагидулина, К.В. Евлаш*
Пользование недрами Ханты–Мансийского автономного округа – Югры – полная информация

126 *М.Н. Жарова, Н.Н. Захарченко*
Экономическая оценка освоения запасов УВС: результаты и перспективы

132 *Д.А. Селиванова, Ю.В. Казанцев, Л.Н. Казанцева, В.А. Пуртов, Н.С. Ремень, Е.М. Гузёмина*
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана: оценка современного состояния экосистем и прогнозирование экологических последствий нефтедобычи

142 Дело всей жизни – учить студентов (к юбилею Г.П. Мясниковой)

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

148 *П.П. Повжик, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков, И.В. Жук, И.Ю. Мармылев*
Системный подход к разработке трудноизвлекаемых запасов в РУП «ПО «Белоруснефть» на основе применения адресных технологий воздействия

160 *М.И. Кузнецова, И.И. Дамаскина, А.А. Попов*
Анализ генезиса УВ юрских и неокомских резервуаров с использованием биомаркерного анализа и корреляции «нефть – нефтегазоматеринская порода» в пределах границы юга Тюменской области и ХМАО

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: СЕРВИС И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

170 *М.Ю. Шустер, М.Ю. Бондарь, В.М. Карпан, И.Н. Кольцов*
Результаты пилотного проекта АСП компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

НАУКИ О ЗЕМЛЕ: ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

188 *А.И. Тимурзиев*
Фундаментная нефть Западной Сибири – альтернатива сланцевого сценария развития Западно–Сибирской НГП

210 *В.А. Карпов*
К вопросу о дальнейшей роли Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции

НОВОСТИ

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

222 *Т.П. Линде*
Новости ГКЗ

224 Новости ЕСОЭН

226 *В.Г. Браткова, В.А. Примха, О.В. Трофимова*
Новости ЭТС

Коллективу АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

От имени Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации поздравляю коллектив Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана с 25-летием со дня основания!

Организация за эти годы стала признанным авторитетом в одной из важнейших для экономики России отраслей. Благодаря значительному научно-производственному потенциалу специалисты центра внесли весомый вклад в оценку перспектив нефтегазоносности нашей страны, решение важнейших проблем по воспроизводству ресурсной базы углеводородного сырья, обеспечение растущих потребностей топливно-энергетического комплекса России.

Масштабные задачи поставлены перед коллективом по изучению баженовской свиты, проведению научно-изыскательских и опытно-промышленных работ в целях вовлечения в промышленную эксплуатацию ресурсов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса. Ваш коллектив – это команда профессионалов высокого уровня, которым по плечу любые задачи!

Благодарю вас за ваш ежедневный труд, направленный на дальнейшее развитие отрасли, основанное на принципах инноваций, рационального использования ресурсов и обеспечения экологической безопасности.

Желаю вам, дорогие коллеги, успешно продолжать свою ответственную работу на благо России, уверен, что с вашей помощью нефтегазовую отрасль страны ждут новые свершения и открытия!

Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Д.Н. Кобылкин

Уважаемые коллеги!

От имени Федерального агентства по недропользованию и от себя лично сердечно поздравляю коллектив автономного учреждения «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» с 25-летием со дня основания!

За прошедшие четверть века в Центре сложился коллектив высококвалифицированных специалистов, способных решать сложные задачи по воспроизводству ресурсной базы Западно-Сибирского региона. Итоги ваших работ использовались в прошлом и востребованы сегодня для решения сложных задач отрасли.

В настоящее время перед коллективом поставлены масштабные задачи по изучению ресурсов баженовско-абалакского нефтегазового комплекса и внедрению инновационных технологий их освоения. Уверен, что ваш коллектив успешно справится с этими прорывными для нефтегазовой отрасли России задачами.

Желаю руководству и сотрудникам Центра удачи и творческих успехов в деле преумножения отечественной минерально-сырьевой базы!

Заместитель Министра
природных ресурсов и экологии Российской Федерации –
руководитель Федерального агентства по недропользованию
Е.А. Киселёв

Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с Днем рождения. Ваш коллектив – уникальный. Ежедневно вы профессионально выполняете поставленные государством задачи. Желаю Центру новаторских проектов, интересных исследовательских будней, широких технологических возможностей и успехов в каждом деле.

Ваша Наталья Комарова,
губернатор ХМАО – ЮГРЫ

Поздравляю коллектив Автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» с 25-летием со дня основания!

В сложный период структурных преобразований отечественной нефтегазовой отрасли решением администрации Ханты-Мансийского автономного округа 28 сентября 1993 г. было создано ГУП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования» с дислокацией основных подразделений в городах Ханты-Мансийск и Тюмень.

Центр был создан с целью научно-аналитического и информационного обеспечения деятельности органов государственной власти в сфере недропользования, подготовки комплексных решений проблем лицензирования недр, воспроизводства ресурсной базы нефтяной промышленности, контроля за рациональным использованием богатств недр округа, ориентированным на достижение баланса интересов государства, недропользователей, населения автономного округа.

В 2014 г. в Центре была создана лаборатория геологии баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса. Лаборатория принимает участие в комплексных исследованиях, проводимых в Центре в течение ряда лет, по изучению баженовской свиты и оценке перспектив ее нефтеносности, а также курирует все работы и мероприятия, планируемые на Баженовском полигоне. От результатов научно-изыскательских и опытно-промышленных работ на полигоне во многом зависит эффективность освоения этого самого перспективного комплекса в регионе, способного удержать падение добычи в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Желаю коллективу Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана новых творческих успехов в деле развития отечественного недропользования!

Депутат Государственной думы РФ,
Первый заместитель председателя Комитета ГД
по природным ресурсам,собственности и земельным отношениям
В.В. Сысоев

Уважаемые коллеги!

От всей души хочу поздравить весь коллектив НАЦ РН имени В.И. Шпильмана с 25-летием со дня образования организации. Трудно переоценить тот вклад, который внес ваш научно-аналитический центр в развитие минерально-сырьевой базы Ханты-Мансийского автономного округа и всей Тюменской области. Та работа, которую вы проделали по систематизации данных по резервуарам, залежам, запасам, сейсморазведке, поисково-разведочным скважинам, ресурсам углеводородов, стала основой для геологических исследований на территории. Созданная центром концепция работ по организации геологического изучения недр и восполнения ресурсной базы углеводородов Ханты-Мансийского автономного округа на 2000–2030 гг. является гарантом бесперебойного обеспечения топливно-энергетического комплекса не только Урала, но и всей России.

Отрадно также видеть, как много вы делаете для разработки отечественных программных продуктов. Хочется пожелать вам дальнейших успехов в этом направлении, а также в других исследованиях, которые проводит ваша организация на благо развития ресурсной базы страны.

Всему коллективу новых идей, удачи при их реализации, сил, энергии, а также здоровья, счастья и благополучия вашим семьям.

С уважением,
Генеральный директор – Председатель Правления АО «Росгеология»
Р.С. Панов

Уважаемый Александр Владимирович! Дорогие друзья!

Поздравляю сотрудников автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» с 25-летним юбилеем организации!

С момента создания ваш центр прошел длинный и сложный путь становления, внес значительный вклад в развитие нефтегазовой отрасли ХМАО – Югры и страны. Сегодня научно-аналитический центр по праву является одним из ведущих научно-исследовательских учреждений Западной Сибири.

В этом огромная заслуга дружного и грамотного коллектива, который своим добросовестным и качественным трудом способствует развитию топливно-энергетического комплекса, успешно обеспечивая научное сопровождение и поддержку производственной деятельности предприятий на территории Западной Сибири.

Уверен, что основным потенциалом «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» были и остаются высококвалифицированные специалисты, которые с честью решают самые сложные задачи и своим самоотверженным трудом укрепляют заслуженную славу предприятия.

Всем сотрудникам центра желаю здоровья, благополучия, творческой энергии, дальнейших успехов в области научно-исследовательской деятельности на благо России!

Главный геолог, заместитель генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»
В.Л. Чирков

Уважаемые коллеги!

Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть» сердечно поздравляет Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана со знаменательным событием – 25-летним юбилеем!

Нынешний юбилей – это трудный путь, наполненный большим производственным и историческим содержанием, отмеченный трудовыми победами и завоеваниями. За годы работы центром создана уникальная система рационального недропользования, в том числе исследования, над которыми работает ваш центр, способствуют решению государственно значимых задач в сфере геологоразведки.

Сегодня Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана является ведущей организацией в области научно-аналитического и информационного обеспечения деятельности органов государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа в сфере недропользования и вносит весомый вклад в развитие минерально-сырьевой базы региона.

Специалисты центра трудятся над созданием новых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов, которые помогут в полной мере раскрыть ресурсный потенциал богатейшей нефтяной провинции страны. Ваша научная деятельность известна и уважаема не только в вашей стране, но и за рубежом, что дает право гордиться достижениями Центра рационального недропользования.

Ваша преданность делу, ответственность, профессионализм сотрудников – источник нынешних успехов и процветания нефтегазодобывающей отрасли. Слова особой признательности выражаем ветеранам Центра рационального недропользования за ваши знания, опыт и добросовестное отношение к делу, которые послужили фундаментом становления и развития и центра.

Динамично развиваясь, центр с уверенностью смотрит в будущее. Желаем вам дальнейшего развития, новых трудовых успехов, всем работникам центра – доброго здоровья, счастья и благополучия!

Выражаем искреннюю признательность за деловое сотрудничество, поддержку и доверие в наших отношениях.

Генеральный директор
РУП «Производственное
объединение «Белоруснефть»
А.А. Ляхов

Уважаемый Александр Владимирович!

Коллектив Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института поздравляет Вас и всех сотрудников со знаменательной датой – 25-летием со дня основания Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана.

Ваш Центр был образован в период острого кризиса в нефтяной промышленности и геологоразведочной отрасли крупным ученым, доктором геолого-минералогических наук В.И. Шпильманом при поддержке губернатора ХМАО А.В. Филипенко и заместителя губернатора ХМАО В.И. Карасева, курировавшего предприятие.

Годы становления и развития Научно-аналитического центра совпали с кардинальными изменениями в государственной системе недропользования. Пусть не всегда было легко, но на то и даны годы, чтобы все преодолеть, осилить все трудности и преграды и выбрать верное направление для развития.

За свою 25-летнюю историю Центр накопил огромный научный и практический опыт. Фундаментальные и прикладные исследования, над которыми работают высококвалифицированные специалисты и профессиональное руководство Центра, способствуют решению важнейших государственных задач в области оценки перспектив нефтегазоносности, мониторинга ресурсной базы, планирования геологоразведочных работ, лицензирования недр.

Сегодня можно с уверенностью сказать, что Центр является одной из самых авторитетных организаций в области информационного и аналитического обеспечения деятельности органов государственной власти в сфере недропользования в главном нефтедобывающем регионе России и вносит весомый вклад в укрепление и развитие ключевой отрасли отечественной экономики.

Желаем коллективу Научно-аналитического центра новых научных открытий, процветания и уверенности в завтрашнем дне! Коллектив ВНИГНИ надеется, что наше долговременное научное сотрудничество останется таким же продуктивным и еще немало привнесет в развитие минерально-сырьевой базы нашей страны!

По поручению коллектива ВНИГНИ,

Генеральный директор	П.Н. Мельников
Научный руководитель ВНИГНИ	А.И. Варламов
Заместитель генерального директора	А.П. Афанасенков

Дорогие коллеги!

28 сентября 1993 г. было создано ГУП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования».

Центр был создан с целью научно-аналитического и информационного обеспечения деятельности органов государственной власти в сфере недропользования, подготовки комплексных решений проблем лицензирования недр, воспроизводства ресурсной базы нефтяной промышленности, контроля за рациональным использованием богатств недр. Создание Центра позволило органам государственной власти ведущего нефтедобывающего региона России успешно решать сложные вопросы преобразований в отрасли в непростые 90-е годы прошлого века. Неоценимый вклад в дело становления и развития Центра внес его первый директор – Владимир Ильич Шпильман – крупный ученый, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН.

Поставленные перед центром задачи успешно решаются. Более того, в 2003 г. в Ханты-Мансийске введено в эксплуатацию первоклассное кернохранилище, оснащенное новейшим оборудованием, что расширило возможности при фундаментальных исследованиях геологии региона.

В 2014 г. в Центре была создана лаборатория геологии баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса. Лаборатория принимает участие в комплексных исследованиях, проводимых в Центре в течение ряда лет, по изучению баженовской свиты и оценке перспектив ее нефтеносности, а также курирует все работы и мероприятия, планируемые на Баженовском полигоне. От результатов научно-изыскательских и опытно-промышленных работ на полигоне во многом зависит эффективность освоения сланцевых трудноизвлекаемых запасов нефти не только региональных, но и других общероссийских нефтегазовых территорий России.

Поздравляю коллектив Автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» с юбилеем! Желаю новых творческих достижений в деле развития отечественного недропользования, укрепления минерально-сырьевой базы ХМАО – Югры и России в целом.

Генеральный директор ФБУ «ГКЗ»,
Главный редактор журнала «Недропользование XXI век»
И.В. Шпуров

Уважаемый Александр Владимирович!

От всей души поздравляю Вас и весь коллектив АУ НАЦ РН им. В.И. Шпильмана с замечательным юбилеем!

Двадцатипятилетие Центра – это славная история создания одной из немногих в стране школы прогнозирования нефтегазоносности территорий, созданной Владимиром Ильичом Шпильманом, который был в геологической среде авторитетом, душой коллектива, обладал колоссальным интеллектом и эрудицией.

Сохранение традиций в инновационной и научной деятельности, подкрепленных отличными знаниями и компетенцией в недропользовании позволяет решать сложнейшие задачи оценки перспектив нефтегазоносности и обоснования направлений геологоразведочных работ на нераспределенном фонде недр Югры.

Семейная династия Шпильманов – это четыре поколения геологов, вложивших и вкладывающих по сей день в работу и науку, – душу, сердце и жизнь. Когда из поколения в поколение передаются багаж знаний, опыт, деловые качества и умение – такие династии определяют эпоху, играют существенную роль в развитии нефтегазовой отрасли.

Научно-аналитический центр рационального недропользования является нашим надежным и стабильным партнером. Дружный коллектив профессионалов Центра постоянно находится в научном поиске, поиске новых смелых идей и точных решений.

Александр Владимирович, искренне желаю Вам и Вашему коллективу сохранить высокую динамику развития, преумножить многократно творческий и научный потенциал и продолжить традиции уникальных компетенций в геологии.

Генеральный директор
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»
В.Ю. Морозов

Коллектив Сибирского научно-аналитического центра поздравляет коллег из Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана с 25-летним юбилеем!

Созданный на переломе экономической системы хозяйствования в нефтегазовой отрасли страны Центр сыграл значимую роль в становлении и развитии новых механизмов недропользования, квалифицированно вошел в век информационных технологий, сохранив опытных специалистов дореформенной закалки. Коллектив Центра представлял в те годы сплав молодых амбициозных ученых, опытных производственников и государственно мыслящих специалистов.

У истоков создания Центра стоял выдающийся ученый-практик, яркий представитель Тюменской геологической школы Владимир Ильич Шпильман, внесший большой вклад в разработку методики подсчета потенциальных ресурсов нефти и газа, отстаивая на государственном уровне научно обоснованную оценку уникально углеводородного потенциала Западной Сибири. А противников у него тогда было немало.

В сегодняшние не менее трудные и не менее переломные времена Центр рационального недропользования продолжает решать задачи государственного характера, связанные с восстановлением минерально-сырьевой базы ХМАО, стабилизацией нефтедобычи, оценкой перспектив нефтегазоносности, планированием геологоразведочных работ на территориях нераспределенного фонда недр, лицензированием и экологией.

Желаем коллективу НАЦ РН им. В.И. Шпильмана сохранения преданности однажды выбранному жизненному пути, высокой требовательности к себе и вечного геологического оптимизма!

Генеральный директор НАО «СибНАЦ»
А.М. Брехунцов

Дорогие коллеги!

Сердечно поздравляю вас с 25-летием образования автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»!

В суровое время реорганизации геологической отрасли, когда в стране возникло платное недропользование, обусловившее совершенно новые механизмы взаимоотношения государства и бизнеса, был создан окружной Центр рационального недропользования, у истоков которого стояли Александр Васильевич Филипенко и Владимир Ильич Шпильман.

Перед командой В.И. Шпильмана была поставлена непростая задача: в рамках текущей стагнации нефтедобывающей отрасли необходимо было составить планы ГРР, позволяющие направить в эффективное русло деятельность недропользователей, и при этом требовались знания о строении сотен месторождений, результатов бурения нескольких десятков тысяч скважин, глубокое понимание геологического строения недр Югры. Благодаря вашему самоотверженному труду в округе было открыто более сотни месторождений, добыча нефти возросла почти на 90 млн т.

Перед геологами, администрацией округа, работниками нефтегазодобывающих организаций стоят сегодня огромные задачи, решение которых позволит округу оставаться основным нефтедобывающим регионом страны. Это – поиск и освоение новых высокоперспективных нефтяных объектов, в том числе и на малоизученных территориях Ханты-Мансийского автономного округа; вовлечение в освоение сложнопостроенных залежей тюменской свиты и палеозойского комплекса. Исключительно важной является задача по развитию новых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты, поскольку от благополучия нефтедобывающей отрасли Югры в конечном счете зависит судьба важнейшего топливно-энергетического комплекса России.

Глубоко убежден, что с этими задачами вы успешно справитесь!

Желаю всем доброго здоровья, открытия и освоения новых месторождений, счастья и благополучия вам и вашим близким!

От имени коллектива АО «СНИИГГиМС»
Управляющий директор
А.И. Попов

Уважаемый Александр Владимирович!

Сердечно поздравляем Вас и коллектив НАЦ рационального недропользования им. В.И. Шпильмана с 25-летием со дня основания. Ваш Центр находится на передовом крае геологических исследований, обосновывая углеводородный ресурсный потенциал Западной Сибири. Комплекс исследований Центра включает региональные работы, современные методы обработки и интерпретации геофизических данных, лабораторно-аналитические методы изучения пород и флюидов и определяет Вашу организацию базовой по решению ключевых геологических вопросов региона. Выполняемые в последнее время научные исследования по изучению ресурсного потенциала нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов нефти находят широкое применение при изучении углеводородного потенциала недр во многих регионах, в том числе и в Беларуси. Есть надежда, что применение этих разработок позволит стабилизировать и поднять уровень добычи нефти в Беларуси.

Пожелаем НАЦ РН им. В.И. Шпильмана еще долгое время поддерживать достигнутый высокий уровень научных геологических исследований, расширяющих ресурсный углеводородный потенциал недр, продуктивного сотрудничества с научными и производственными недропользователями, в том числе и белорусскими, новых плодотворных разработок, крепкого здоровья Вам и сотрудникам Центра, благополучия, удачи и успеха.

Директор Института природопользования
НАН Беларуси, академик
А.К. Карабанов

Уважаемый Александр Владимирович!

От имени коллектива Центральной геофизической экспедиции поздравляю Вас и всех сотрудников Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана с 25-летним юбилеем со дня основания.

Созданный в 1993 г. известным геологом и крупным ученым Западной Сибири Владимиром Ильичем Шпильманом, Центр всецело оправдал возложенные на него функции научно-аналитического и информационного обеспечения деятельности органов государственной власти в сфере недропользования, подготовки комплексных решений проблем лицензирования недр, воспроизводства ресурсной базы и контроля ее рационального использования.

Благодаря усиленной плодотворной работе и инновационному вектору развития Центр обрел черты регионального научно-исследовательского учреждения, а тематика исследований и высокий научный уровень сотрудников – тому подтверждение.

В преддверии юбилея желаю славному коллективу Центра новых достижений на пути изучения ресурсного потенциала Западной Сибири, который будет прирастать, в том числе благодаря вашим исследованиям по разработке технологий освоения ТрИЗов. Именно благодаря вашему подвижничеству и огромной созидательной энергии стало возможным создать и реализовать программу работ по научному полигону «Баженовский».

Пусть и впредь осуществляются все Ваши самые смелые проекты, пусть удача и попутный ветер наполняют паруса кораблю под именем НАЦ им. В.И. Шпильмана в безбрежном океане неизведанных тайн геологии и нефтегазоносности Западной Сибири.

Сибирского здоровья, научного долголетия и человеческого счастья Вам и всему коллективу.

Управляющий директор АО «ЦГЭ»
А.С. Афанасьева

Уважаемый Александр Владимирович!

Сердечно поздравляем Вас и весь коллектив АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» с 25-летним юбилеем!

Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» является одной из ведущих научных организаций страны. На протяжении многих лет деятельность АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» направлена на эффективное решение задач бережного и рационального недропользования, воспроизводства минерально-сырьевой базы Западной Сибири и вносит, таким образом, свой весомый вклад в укрепление экономической мощи России. Накопленный богатый опыт и высокий профессионализм специалистов АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» способствуют тому, что научно-аналитическая деятельность центра известна и уважаема как в России, так и за рубежом.

В настоящее время нас связывает успешный опыт совместных работ по выполнению региональных проектов по оценке перспектив нефтегазоносности на территории ХМАО. Мы надеемся, что наше сотрудничество будет продолжаться и укрепляться в будущем.

Желаем дальнейшего развития и процветания АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», реализации самых смелых планов и проектов и успехов во всех начинаниях! Крепкого здоровья, счастья, удачи и материального благополучия всем сотрудникам и их семьям!

Генеральный директор компании Beicip-Franlab — Жан Бюррюс

Генеральный директор компании Бейсип-ГеоТехнологии — М.Л. Сен-Жермес

Какую роль, по вашему мнению, будет играть в дальнейшем Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция среди других регионов России?

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

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) – бриллиант в ожерелье топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. В текущем XXI столетии основные объемы добычи нефти и подавляющую часть газодобычи в России получили и будут получать с месторождений Западной Сибири, большинство из которых находятся на стадии падающих отборов с высокой степенью обводнения продукции. Объемы добычи газа на месторождениях ЯНАО составляли в период 2007–2017 гг. почти 90% от общероссийских уровней, а его приросты обеспечивали 70–90% от общих значений по стране. Состояние ресурсной базы нефтяной промышленности России позволяет поддерживать текущий уровень добычи, а газовой отрасли – существенно нарастить ее, но потребует вовлечения в оборот трудноизвлекаемых запасов с повышенными издержками добычи.

Целевое видение развития нефтяного комплекса в Проекте Энергетической стратегии России (ЭСР) на период до 2035 г. предусматривает, что уровни добычи нефти в России в целом до 2030 г. будут неуклонно расти, достигнув отметки 535 млн т в 2030 г., затем нефтедобыча начнет снижаться и в 2035 г. составит 530 млн т. В Западной Сибири добыча нефти будет снижаться (с 308 млн т в 2010 г. до 288 млн т в 2035 г.). При постепенном снижении добычи нефти в ХМАО планируется ее рост в совокупности с конденсатом в ЯНАО. В Западной Сибири в нефтедобыче актуально использование остаточных запасов нефти уникальных и крупных месторождений Среднего Приобья за счет повышения коэффициента извлечения нефти (КИН). Текущая добыча нефти осуществлялась здесь в основном (до 80%) отбором из запасов крупных месторождений, обеспеченность которыми составляет 8–10 лет. Сейчас актуально решение задачи поисков, разведки и разработки средних и большого количества мелких и очень мелких месторождений.

В целом прогнозные уровни добычи жидких углеводородов в Западной Сибири до 2035 г., даже при снижении годовых объемов добычи нефти, уменьшатся незначительно. Согласно Проекту ЭСР, только уровни добычи нефти составят около 55% от общероссийской добычи без конденсата. Поэтому Западная Сибирь в ближайшие 20 лет останется основным регионом поставки углеводородов (УВ) на внутренний и внешние рынки.

Согласно Проекту ЭСР, на период до 2035 г. развитие газовой промышленности оценивается в целом позитивно. Большую часть объемов добычи газа РФ в период 2010–2017 гг. обеспечивало ПАО «Газпром» с месторождений ЯНАО, в том числе с Бованенковсого ГКМ, введенного в разработку в 2012 г. При этом уже на протяжении последних 10 лет компания обеспечивает расширенное воспроизводство газа в Западной Сибири. Начиная с 2015 г., значительные приросты запасов газа получены Обществом на Крузенштернском, Малыгинском и Тамбейском месторождениях полуострова Ямал, а также Ленинградском месторождении, расположенном на шельфе Карского моря. Запасы и ресурсы месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и полуострова Ямал, а также поисковых участков Приямальского шельфа способны в будущем обеспечивать текущие уровни (до 450 млрд м^3/год)

газодобычи компании в Западной Сибири. На Приямальском шельфе на лицензионных участках компании велика вероятность открытия 2–3 уникальных по запасам месторождений газа.

Ресурсный потенциал Ямала и Приямальского шельфа способен обеспечить газом европейскую часть России и страны Западной Европы в ближайшие 20 лет. Помимо этого, газовый потенциал Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции позволяет, в случае увеличения объемов поставки газа в Китай и страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), обеспечить эти потребности с помощью строительства газопровода «Алтай», образования дополнительных мощностей заводов сжиженного природного газа (СПГ), а также формирования единой газовой системы Западной и Восточной Сибири в будущем. При модернизации ТЭК России в перспективе до 2035 г. и более отдаленный период Западно-Сибирская НГП будет играть ключевую роль как надежный регион по восполнению сырьевой базы газо- и нефтедобычи.

Ю.В. Масалкин, *и.о. директора дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы ПАО «Газпром нефть»*

Будущее Западной Сибири в первую очередь связано с разработкой трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти. Современные методы исследований позволили уточнить геологические модели многих месторождений в этой нефтегазоносной провинции, а новые технологии повышают потенциал и эффективность добычи. В связи с этим сегодня российские нефтяные компании предпринимают очередную попытку в поиске эффективных подходов к разработке ТрИЗ.

Одна из стратегических ставок компании «Газпром нефть» – освоение баженовской свиты. На фоне иссякающих традиционных месторождений трудноизвлекаемые запасы нефти в баженовских отложениях огромны: по прогнозным оценкам залежи занимают по площади 1 млн км^2 в Западной Сибири, объем геологических запасов нефти может составить 18–60 млрд т. В мае 2017 г. проект «Бажен» получил статус национального, будучи беспрецедентным в российской нефтяной промышленности в части масштабов внутриотраслевого взаимодействия.

В нашей стране на настоящий момент не существует доказанных эффективных технологий по добыче «трудной» баженовской нефти. Сейчас «Газпром нефть» довольно успешно тестирует различные методики разработки «Бажена» – пробурено более 20 скважин, в том числе 12 уникальных многостадийных горизонтальных скважин, получен промышленный приток. Мы тестируем технологии МГРП с уникальным дизайном, адаптированным под условия баженовской свиты, апробируем технологии скважинной и поверхностной микросейсмики, которые позволяют акустическими методами оценить результаты проведения гидроразрыва. Все это – наукоемкий и технологически сложный процесс, для достижения настоящего прорыва необходимо вовлечение в него ведущих участников нашей отрасли.

Найдя ключ к бажену, мы сможем смело говорить о второй волне освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

А.М. Брехунцов, *генеральный директор НАО «Сибирский научно-аналитический центр», д-р геол.-мин. наук, reception@sibsac.ru*

И.И. Нестеров (мл.), *заместитель генерального директора по науке, НАО «Сибирский научно-аналитический центр», Nesterov_i_i@sibsac.ru*

Л.А. Нечипорук, *департамента анализа ТЭК НАО «Сибирский научно-аналитический центр», Nechiporucl@sibsac.ru*

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция на протяжении большей части XXI в. останется основным производителем углеводородного сырья в стране. За полувековую историю из ее недр извлечено 12,7 млрд т нефти, больше, чем суммарная накопленная добыча остальных регионов (10,5 млрд т). Текущие извлекаемые запасы нефти (АВС$_1$) в Западной Сибири составляют 11,7 млрд т, на остальной территории – 6,8 млрд т. Оценка начальных суммарных

извлекаемых ресурсов нефти Западной Сибири (60,5 млрд т) также превышают суммарную оценку НСР нефти всех остальных провинций России (50,9 млрд т).

Оценка начальных суммарных извлекаемых ресурсов, состояние запасов и накопленная добыча нефти по основным регионам России (млн т)

Провинции/Регионы	Накопленная добыча	Запасы $АВС_1$	НСР
Западно–Сибирская НГП	12 717	11 699	60 484
Волго–Уральская НГП	8308	3624	16 303
Восточная Сибирь	139	943	12 073
Тимано–Печорская НГП	831	1506	8874
Северо–Кавказская НГП	930	373	2778
Восточно–Сибирское море			2724
Сахалин, Охотское море	265	308	2115
Баренцево море			852
Прикаспийская НГП	1,6	16,8	619

Исходя из состояния запасов и ресурсного потенциала нефти, доминирующая роль Западной Сибири не должна вызывать сомнений как в средне-, так и долгосрочной перспективе. Однако, начиная с 2008 г., годовая добыча в Западной Сибири устойчиво сокращается, снизившись за истекшее десятилетие на 34 млн т в год. В 2017 г. она составила 279 млн т, или 53,9% от общероссийской в то время, как 10 лет назад годовой объем добычи достигал 313 млн т (66%).

Ответ на вопрос о несоответствии темпов добычи и ее ресурсной обеспеченности лежит в плоскости нескольких составляющих: научно-исследовательской, технико-технологической и организационно-правовой. Достоверность прогноза на поисково-разведочном этапе обеспечивается детальностью и корректностью геологических моделей объектов поиска и разведки. Стратегический прогноз может быть сделан только на основе масштабной дифференцированной количественной оценки нефтегазового потенциала с использованием полного объема информации о результатах ГРР на всех этапах их проведения, включая новейший. Дифференцированная – значит раздельная по добычным, коллекторским, термобарическим, флюидальным и экономическим характеристикам.

Технико-технологические вопросы связаны с освоением запасов тяжелых и высоковязких нефтей, низкопроницаемых коллекторов и сложнопостроенных залежей, производством работ в условиях аномально высоких давлений и температур. Организационно-правовая составляющая состоит в эффективном государственном управлении использованием недр, в поддержке развития передовых научных и технологических направлений, в оптимальной налоговой политике. Без активного государственного участия нефтяную отрасль страны могут ожидать непредсказуемые потрясения.

Накопленная добыча газа в Западно-Сибирской НГП составила на начало 2017 г. 18,8 трлн $м^3$. Это кратно превышает суммарную добычу остальных регионов (3,4 трлн $м^3$). Текущие запасы газа ($АВС_1$) Западной Сибири (34,7 трлн $м^3$) в 2 раза превышают суммарные запасы остальных регионов – 15,8 трлн $м^3$. Оценка начальных суммарных ресурсов газа Западной Сибири (164,8 трлн $м^3$) также выше суммарной оценки НСР газа всех остальных провинций России (122,7 трлн $м^3$).

Оценка начальных суммарных ресурсов, состояние запасов и накопленная добыча газа по основным регионам России (млрд $м^3$)

Провинции/Регионы	Накопленная добыча	Запасы $АВС_1$	НСР
Западно–Сибирская НГП	18 815	34 740	164 793
Восточная Сибирь	78	4522	42 059
Баренцево море		4175	27 883
Прикаспийская НГП	267	3179	10 912
Сахалин, Охотское море	259	1730	7595
Тимано–Печорская НГП	448	670	6217
Восточно–Сибирское море			5792
Волго–Уральская НГП	1590	878	4629
Северо–Кавказская НГП	768	617	4561

Таким образом, состояние запасов и ресурсное обеспечение отражает и позволяет прогнозировать доминирующую роль Западной Сибири в газовой добыче страны. В 2017 г. добыча газа составила 550 млрд м^3, или 91,1% от общероссийской, сохраняя стабильный уровень в течение трех десятилетий.

Проблемы современного этапа освоения газового потенциала региона связаны с истощением запасов сеноманского газа гигантских по запасам месторождений, освоением глубокозалегающих запасов, сложнопостроенных залежей в условиях значительных давлений и температур, проведением ГРР в новых районах с отсутствием инфраструктуры. Тем не менее, ресурсный потенциал арктических областей при условии активного государственного участия в инфраструктурных, научных и технологических проектах позволяет прогнозировать сохранение высоких уровней добычи до, как минимум, второй половины XXI в.

Основные перспективы прироста запасов нефти и газа в Западной Сибири связаны с глубокозалегающими горизонтами, включая доюрское основание, трудноизвлекаемыми запасами и освоением слабоизученных арктических территорий.

В России лицензионными соглашениями покрыта пятая часть перспективных на нефть и газ территорий и акваторий. При этом в распределенном фонде недр содержится 17,8 млрд т запасов нефти по категории $АВС_1$ и 10,2 млрд т по категории $В_2С_2$, в нераспределенном – 0,65 млрд т $АВС_1$ и 0,98 млрд т $В_2С_2$. Локализованные ресурсы (D_0) распределены поровну в РФН (6,2 млрд т) и НФН (6,8 млрд т), оценка нелокализованных ресурсов ($Д_1Д_2$) в НФН (37,6 млрд т) объективно значительно превышает оценку РФН (8 млрд т).

Но необходимо принимать во внимание то, что большая доля НФН находится либо в краевых зонах (Западно-Сибирская НГП), либо в областях с неясными перспективами (Лено-Тунгусская НГП), либо в акваториях арктических и дальневосточных морей. С другой стороны, огромные площади акватории арктических морей покрыты лицензионными блоками, бурение на которых не проводилось и в ближайшем будущем не предполагается. Кроме того, существенные акваториальные пространства находятся в условиях неблагоприятной для проведения ГРР ледовой обстановки. Доля нераспределенного фонда недр на суше в пределах территории выявленной нефтегазоносности крайне незначительна, а для масштабного освоения морских акваторий не достаточно развитой транспортной инфраструктуры и производственных мощностей.

Состояние запасов и невыявленных ресурсов Западной Сибири существенно превышают УВ-потенциал других регионов, но это совершенно не гарантирует их устойчивое освоение. Доля высокообводненных, трудноизвлекаемых, нерентабельных запасов увеличивается. Существует проблема наличия стабильно существенных запасов категории $С_2$ на открытых месторождениях, остаточных запасов нерационально разрабатываемых залежей. В НФН выявлены крайне незначительные объемы нефти, с другой стороны, оценки прогнозных ресурсов нефти в РФН значительны. В газовом секторе осложняющие факторы связаны с увеличением доли низконапорного газа, бурением на акватории и на большие глубины с повышенными термобарическими характеристиками.

Нераспределенный фонд недр Западно-Сибирской НГП составляет 40% территории и оценивается тремя десятками миллиардов тонн нефтяного эквивалента. Но это краевые зоны бассейна за пределами контура выявленной нефтегазоносности, на которых за более чем полувековую истории проведения ГРР пробурены сотни глубоких скважин без промышленных притоков нефти и газа. Безусловно необходимы комплексное обобщение результатов ГРР и оценка перспектив нефтегазоносности периферийной части бассейна, но рассматривать краевые зоны в качестве источника прироста значительных запасов УВ сырья нельзя. На картах перспектив нефтегазоносности эти территории всегда имели статус малоперспективных с незначительной плотностью ресурсов УВС.

Западной Сибири объективно будет принадлежать доминирующая роль в нефтегазодобыче страны в текущем веке. Но это должно быть подкреплено усилением государственного участия на всех направлениях развития нефтегазовой отрасли: научном, технологическом, инфраструктурном и правовом. Несомненно, Восточная Сибирь и шельф также являются важными направлениями проведения геологоразведочных работ, но Западная Сибирь – это богатейшая провинция с уникальным углеводородным потенциалом, где реально могут быть решены задачи стабилизации и наращивания объемов добычи нефти и газа. Для этого крайне необходима разработка Государственной Стратегии освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири в XXI в., с научно обоснованной проработкой всего спектра направлений развития топливно-энергетического комплекса, включая ресурсную, производственно-технологическую, транспортную, экологическую и социально-экономическую составляющие.

В.Ю. Морозов, *генеральный директор ФАУ «ЗапСибНИИГГ», канд. техн. наук, office@zsniigg.ru*

Как известно, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – крупнейшая по запасам углеводородного сырья в Российской Федерации. Не случайно ее называют «энергетическим сердцем России», ежегодно она обеспечивает добычу почти 60% нефти и 90% газа, и эта тенденция сохранится на многие десятилетия вперед.

Активное освоение нефтяных месторождений Западной Сибири началось в первой половине 60-х годов прошлого века. В настоящее время промышленные запасы нефти выявлены на 787 месторождениях, из которых в разработке находятся 393. Среди них такие известные как Самотлорское, Усть-Балыкское, Мегионское, Нижневартовское, Шаимское, Красноленинское, Соснинско-Советское, Сургутское, Александровское, Федоровское и др.

Добыча нефти по провинции держится на полке 310–320 млн т. Коэффициент воспроизводства за 2009–2017 г. составил по нефти – 1,3, про газу – 1,8, по конденсату – 5. За последние 10 лет открыто 103 месторождения (в том числе 10 крупных).

В Западной Сибири имеются значительные резервы ввода в разработку новых залежей и месторождений, которых на текущий момент более 300. Их ввод в разработку откладывается в основном по экономическим причинам. Но кроме открытых и пока что неосвоенных запасов, имеется значительный неопоискованный ресурсный потенциал, который в настоящее время по объему сопоставим с начальными запасами провинции. Текущая накопленная добыча нефти оценивается всего лишь в 19% от начальных суммарных ресурсов. Таким образом, перспективы дальнейшего опоискования территории на нефть и газ далеко не исчерпаны.

По распределенному фонду недр доля ресурсов составляет около 31%, тем не менее именно для данной категории характерно активное изменение в последние годы, а основной прирост запасов получен именно за счет доразведки участков с действующими лицензиями. По нераспределенному фонду можно отметить подавляющее преобладание ресурсов над запасами, суммарно извлекаемые ресурсы нераспределенного фонда составляют более 17 млрд т нефти, что, безусловно, позволяет рассматривать их в качестве значимого потенциала для новых открытий.

Коэффициент разведанности запасов газа в ЗСНГП в настоящее время составляет 48,8%. Таким образом, можно сделать вывод, что провинция обладает достаточным резервом для дальнейшего опоискования ресурсов природного газа.

Кроме того, совершенствование технологий проведения геологоразведочных работ и дальнейшей обработки получаемой геологической информации способствует решению актуальных задач, в соответствии со стратегией геологоразведочных работ Западно-Сибирской НГП. Дальнейшие перспективы освоения Западной Сибири в настоящее время связываются с мезозойским и доюрским комплексами. Изучение периферийных районов Западной Сибири, по экспертным оценкам, позволит вовлечь в освоение более 7 млрд т начальных суммарных ресурсов нефти, более 30 трлн м^3 газа и повысить инвестиционную привлекательность невостребованных на сегодняшний день территорий нераспределенного фонда недр.

Несомненно, Ханты-Мансийский автономный округ является одним из ключевых регионов Западной Сибири и России в целом, ведь именно здесь в недрах скрыты более 60% запасов нефти всей провинции. Аналогов ХМАО в России отыскать трудно и по сей день.

Уникальность региона подтверждается достигаемыми уровнями добычи: с 1978 года по настоящее время, т.е. уже более 40 лет ХМАО производит более половины добычи нефти всей России, обеспечивая стабильность всей нефтяной отрасли. Несмотря на то, что добыча нефти по ХМАО начала падать, резервы для поддержания годовых уровней добычи – существуют.

Дальнейшие перспективы развития Югры современные ученые и инженеры связывают со следующими главными направлениями – разработкой и внедрением инновационных технологий при добыче нефти уже открытых месторождений, в том числе применением методов увеличения нефтеотдачи на высоковыработанных и высообводненных месторождениях, в также проведением поисковых геологоразведочных работ в новых нефтеперспективных зонах.

УДК 553.04;332.14

Н.В. Комарова
губернатор Ханты-Мансийского автономного округа – Югры[1]
gov@admhmao.ru

С.А. Филатов
канд. экон. наук
директор департамента недропользования и природных ресурсов[2]
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
depprirod@admhmao.ru

Система управления ресурсами

Югры – основной вектор развития нефтяной отрасли

[1]Россия, 628006, ХМАО – Югра, Ханты–Мансийск, ул. Мира, 5.
[2]Россия, 628007, ХМАО – Югра, Ханты–Мансийск, ул. Студенческая, 2.

Особенность Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – уникальный ресурсный потенциал, требующий рачительного отношения со стороны человека

Ключевые слова: Ханты–Мансийский автономный округ – Югра; система управления ресурсами; динамика добычи нефти; венчурно–инвестиционный конвейер; центр исследования керна; специальный налоговый режим

Эффективное государственное управление в любой сфере хозяйствования достигается через установление целей, задач и инструментов их достижения. При этом существенную роль играет необходимость достижения баланса интересов между заинтересованными сторонами: государством, частным бизнесом, населением.

Югра известна нефтяными богатствами и по праву относится к числу регионов-драйверов России. В начале 90-х годов прошлого столетия, при переходе страны на принципы рыночной экономики, основным вопросом эффективного функционирования нефтяной отрасли стало формирование комплексной и сбалансированной системы управления ресурсами, что впервые в полной мере было реализовано в автономном округе.

Масштабное проведение геологоразведочных работ позволило создать задел в виде объема подготовленных к разработке запасов черного золота и, пользуясь во многом открытиями времен советской эпохи, нарастить добычу нефти в Югре со 159 (1995 г.) почти до 280 (2007–2008 гг.) млн т (***рис. 1***).

Очевидно, что последующее за этим сокращение добычи обусловлено неготовностью ресурсной базы региона к сохранению заданных темпов роста. За предыдущее десятилетие рассматриваемый показатель сократился на 43 млн т (на 15,5%) и составил по итогам 2017 г. 235 млн т. Ключевыми причинами этой ситуации можно считать:

– естественное ухудшение структуры ресурсной базы;

– отсутствие отечественных, принципиально новых технологических решений в сфере геологического изучения, разведки и добычи углеводородов;

– недостаточно гибкую налоговую систему в нефтедобыче;

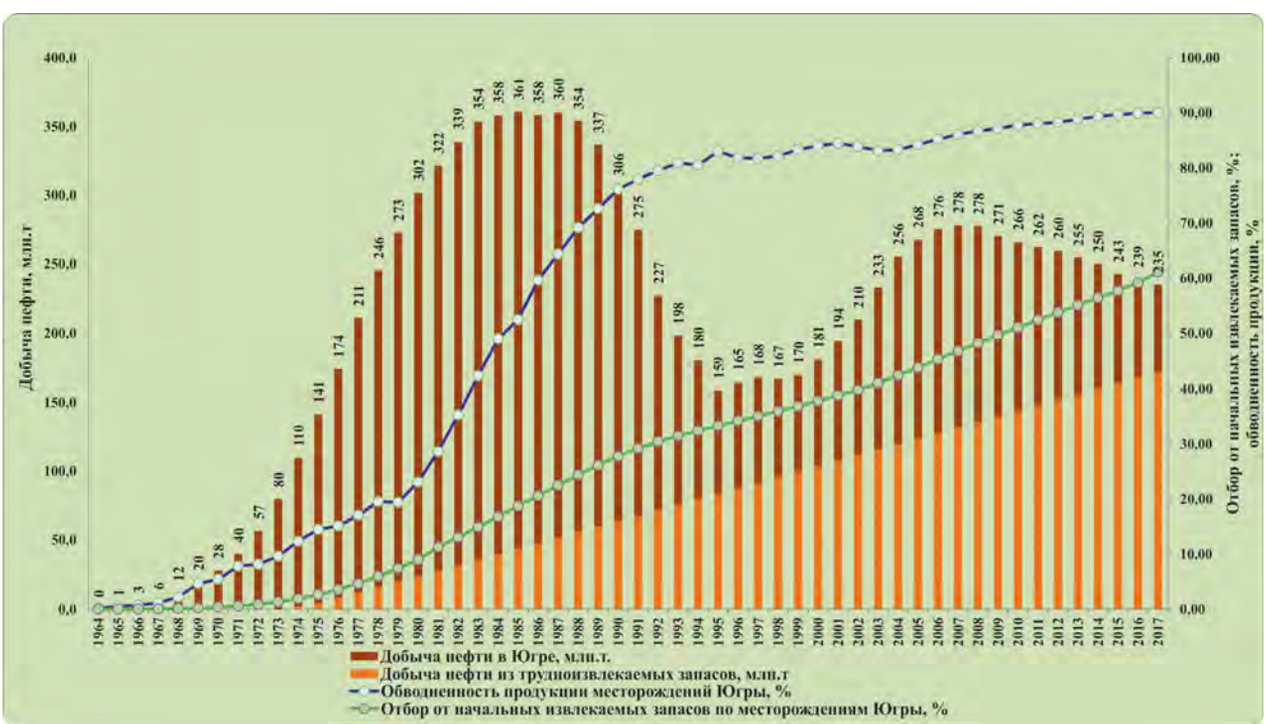
– наличие административных барьеров и законодательных ограничений в системе недропользования.

Если неопытным взглядом посмотреть на данные, характеризующие накопленную добычу и ресурсный потенциал региона (***рис. 2***), может сложиться ошибочное мнение об обеспеченности Югры запасами и ресурсами на 50 лет вперед. Однако необходимо понимать, из чего складывается этот задел, каким образом возможно его накопление.

В структуре ресурсной базы все большую долю занимают так называемые «трудноизвлекаемые запасы» (ТрИЗ). До сих пор это понятие не нашло отражения в нормативно-правовой базе, в связи с чем меры государственного стимулирования данной категории запасов носят точечный, несистемный характер.

Созданная в середине девяностых – начале нулевых годов система управления ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа – Югры характеризуется комплексностью подхода к воспроизводству и эффективному освоению

Рис. 1.
Динамика добычи нефти, обводненности продукции и отборов от НИЗ по ХМАО – Югре с 1964 по 2017 гг..



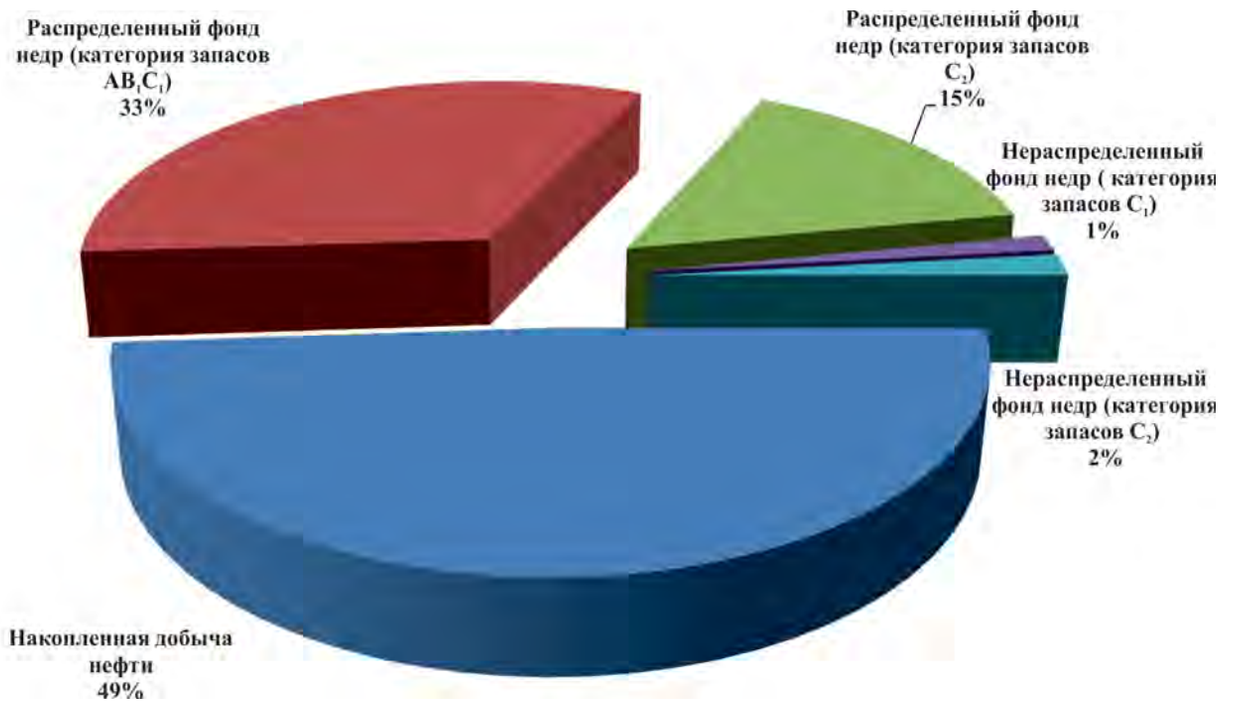


Рис. 2.
Структура начальных извлекаемых запасов нефти автономного округа на 1 января 2018 г.

Рис. 3.
Элементы проекта «Западно-Сибирская инициатива»

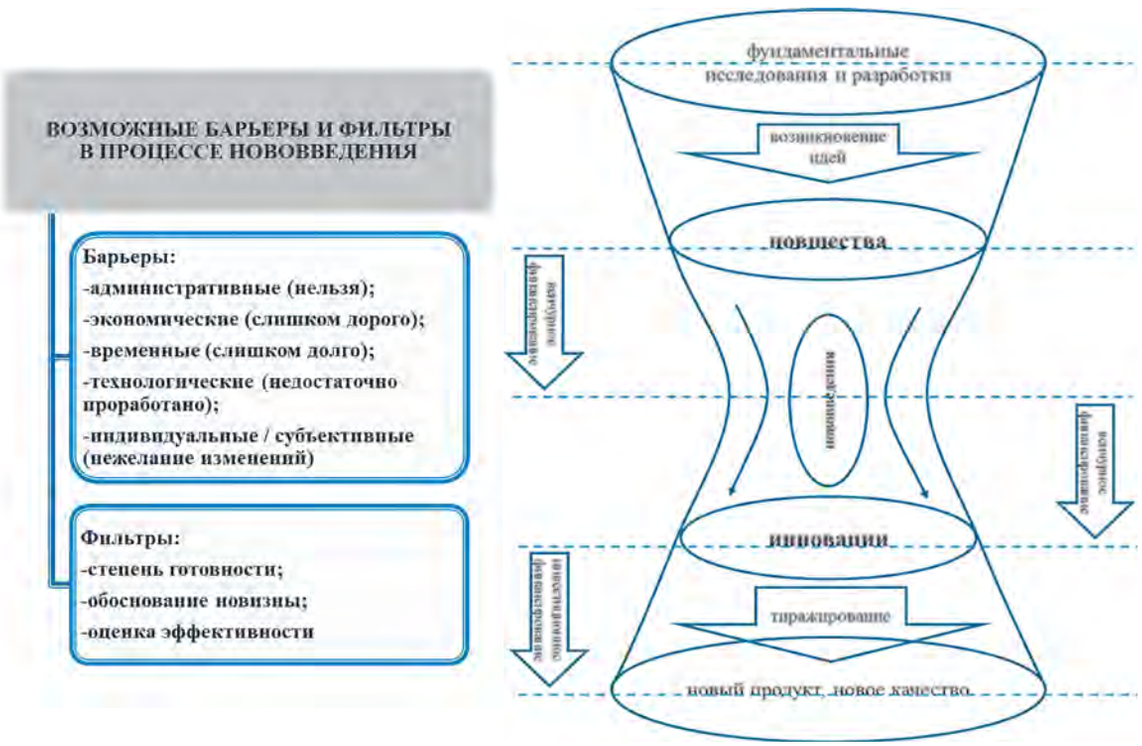


Рис. 4.
Процесс превращения новшества в инновацию при реализации «венчурно-инвестиционного конвейера»

ресурсной базы нефтедобычи, что выражается в накопленных компетенциях по научно-аналитическому, информационному сопровождению деятельности исполнительных органов власти в сфере недропользования, а также выработанных на этой основе четких направлениях развития нефтяной отрасли региона и страны в целом.

Данные направления можно систематизировать следующим образом.

В сфере восполнения ресурсного потенциала:

– определение перспективных поисковых зон с потенциальной нефтегазоносностью на территории Югры;

– оценка целесообразности региональных и площадных геологоразведочных работ, обоснование их объемов и районов проведения;

– налоговое стимулирование инвестиционной активности компаний в сфере геологоразведки;

– определение границ и количества участков недр для последующего их включения в федеральные программы лицензирования.

В сфере разведки и добычи нефти:

– реализация комплекса мер по ускоренному вводу месторождений в промышленную разработку (сокращение сроков административных процедур, стимулы по региональным налогам);

– реализация инициатив автономного округа по внедрению специального режима налогообложения отрасли, ориентированного на финансовый результат, учитывающий современное состояние МСБ;

– внедрение инструментария поддержки инновационных решений, направленных на увеличение нефтеотдачи;

– апробация перспективных технологий добычи на полигонах.

Фундаментом перечисленных направлений является созданная научная инфраструктура, включающая как научные организации, так и высшие учебные заведения автономного округа.

> Понимая важность кадровой составляющей для работодателей региона, мы нацелены на подготовку высококвалифицированных специалистов в сфере недропользования.
>
> Запустив процесс перехода на новый технологический уклад в нефтяной отрасли, мы инициировали проект «Западно-Сибирская инициатива», который получил поддержку Президента России. В периметр указанного проекта вошли элементы по созданию инновационной инфраструктуры, комплекса инструментов стимулирования, межотраслевой кооперации
>
> *Губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова*

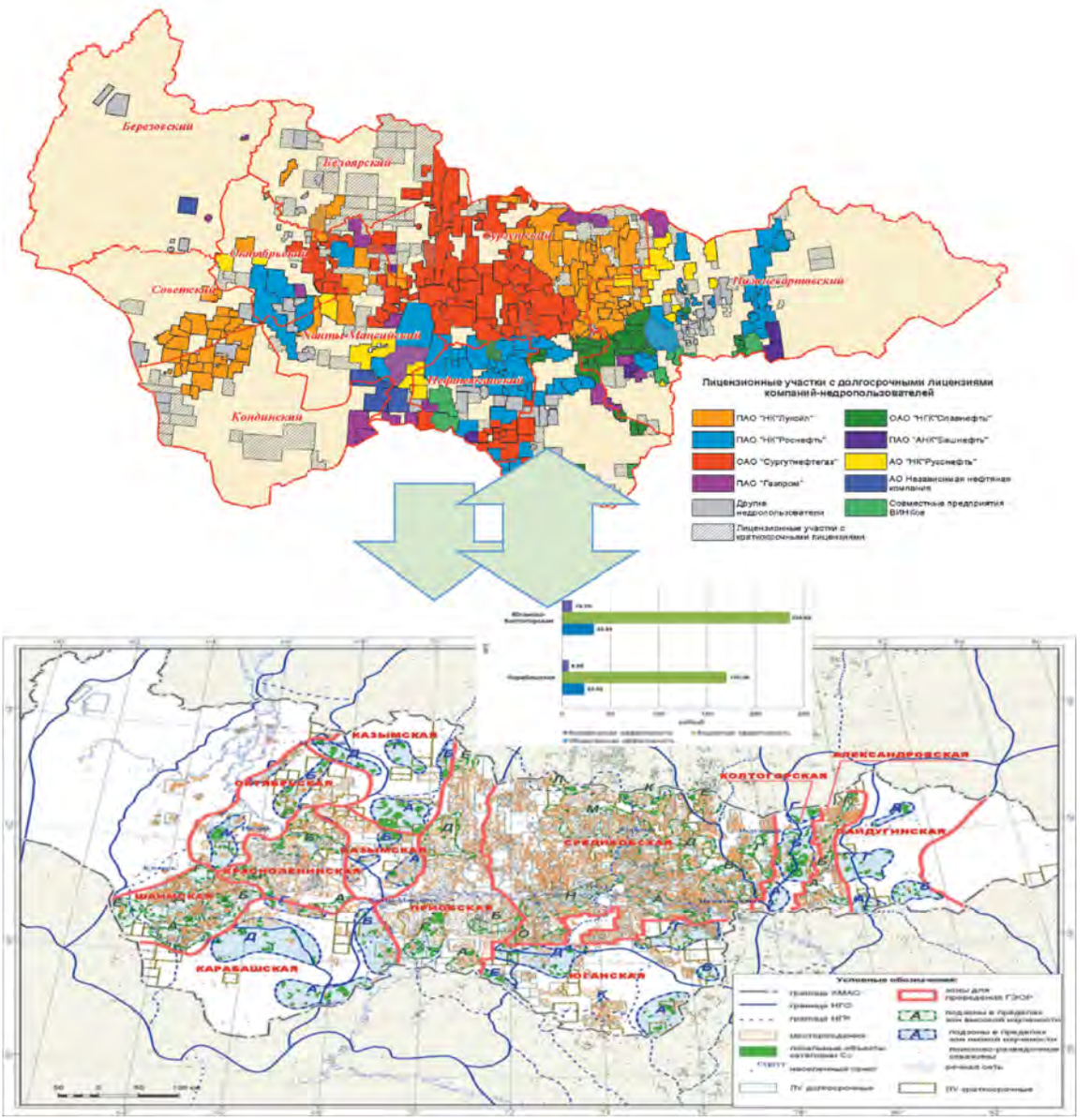
Основополагающей инновационной составляющей при этом должно стать создание «венчурно-инвестиционного конвейера», т.е. рабо-

тающего механизма по созданию, апробации и тиражированию инновационных идей, функционирующего по принципу работы песочных часов (***рис. 4***).

> В идеале весь путь от новшества до промышленной инновации должен сопровождаться как государством, так и частным инвестором, проходя через несколько фильтров. Возникающие при этом административные, финансовые и иные барьеры должны быть нивелированы путем принятия соответствующих решений.
>
> *Губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова*

Переходя от направлений развития к конкретным результатам работы, целесообразно заострить внимание на тех «белых пятнах» территории Югры, которые подлежат первоочередному освоению (***рис. 5***). На территории автономного округа были выделены 12 зон традиционного и перспективного освоения по критериям выявленности запасов и степени изученности геологоразведочными работами. Проведенная геолого-экономическая оценка ресурсного потенциала каждой зоны позволила обосновать две из них, которые были включены в федеральный перечень перспективных поисковых зон страны (Карабашская и Юганско-Колтогорская). Экономические расчеты показывают максимальные уровни бюджетной, общественной и коммерческой эффективности их освоения. Например, в случае передачи участков недр

Рис. 5.
Обоснование перспективных поисковых зон на территории Югры



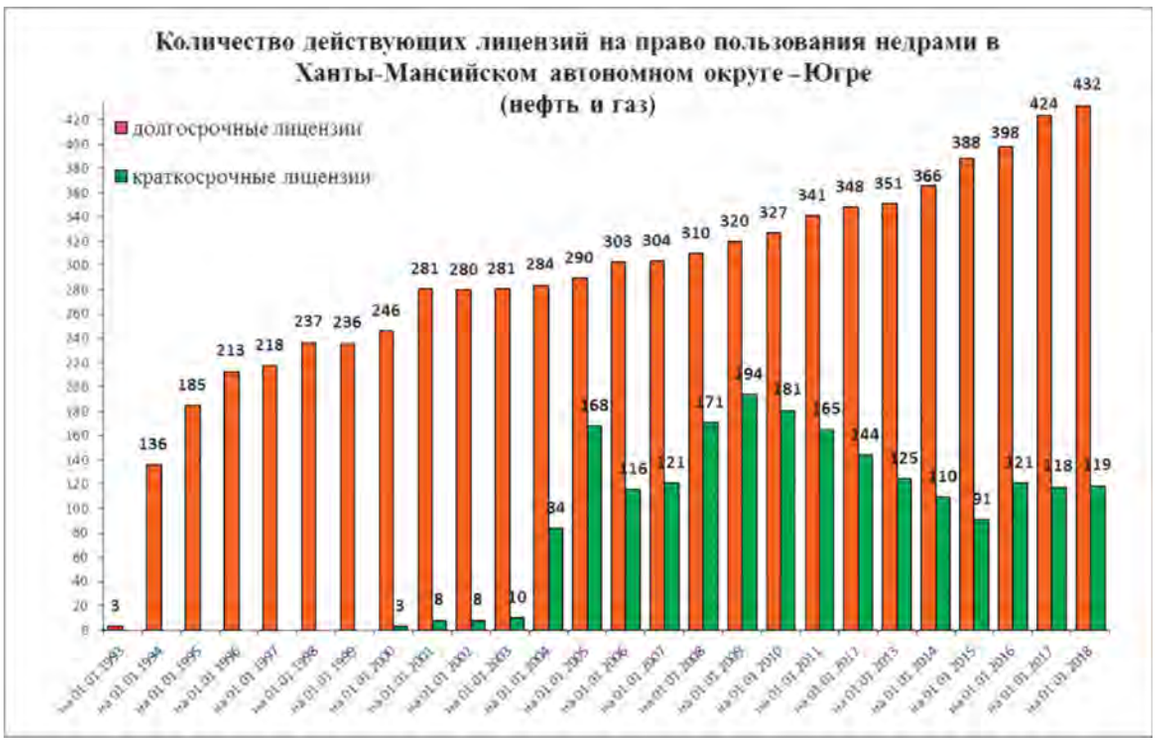
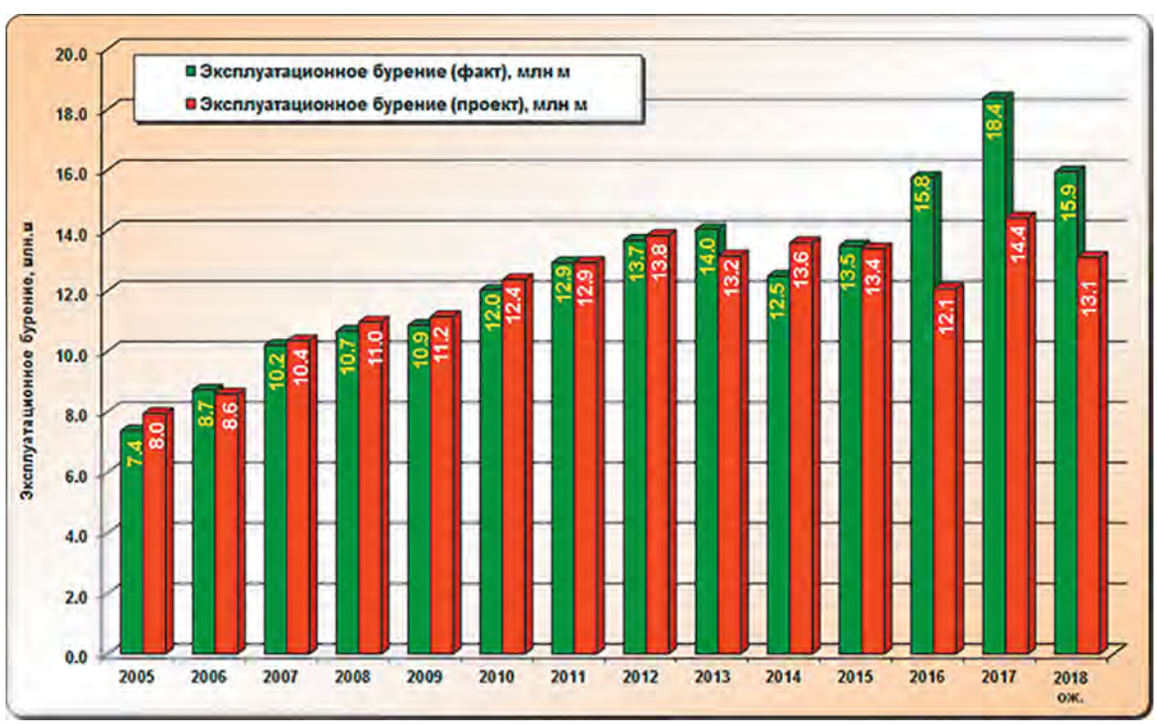


Рис. 6.
Динамика количества лицензий на углеводородное сырье в Югре

этих зон в пользование, уровень поступлений в консолидированный бюджет страны составит от 170 до 235 руб. на 1 рубль, вложенный государством в геологоразведочные работы (при соотношении инвестиций государства и инвестора в пропорции 10:90).

На сегодняшний день эти зоны активно лицензируются компаниями, особенно после от-

Рис. 7.
Динамика объема эксплуатационного бурения в автономном округе



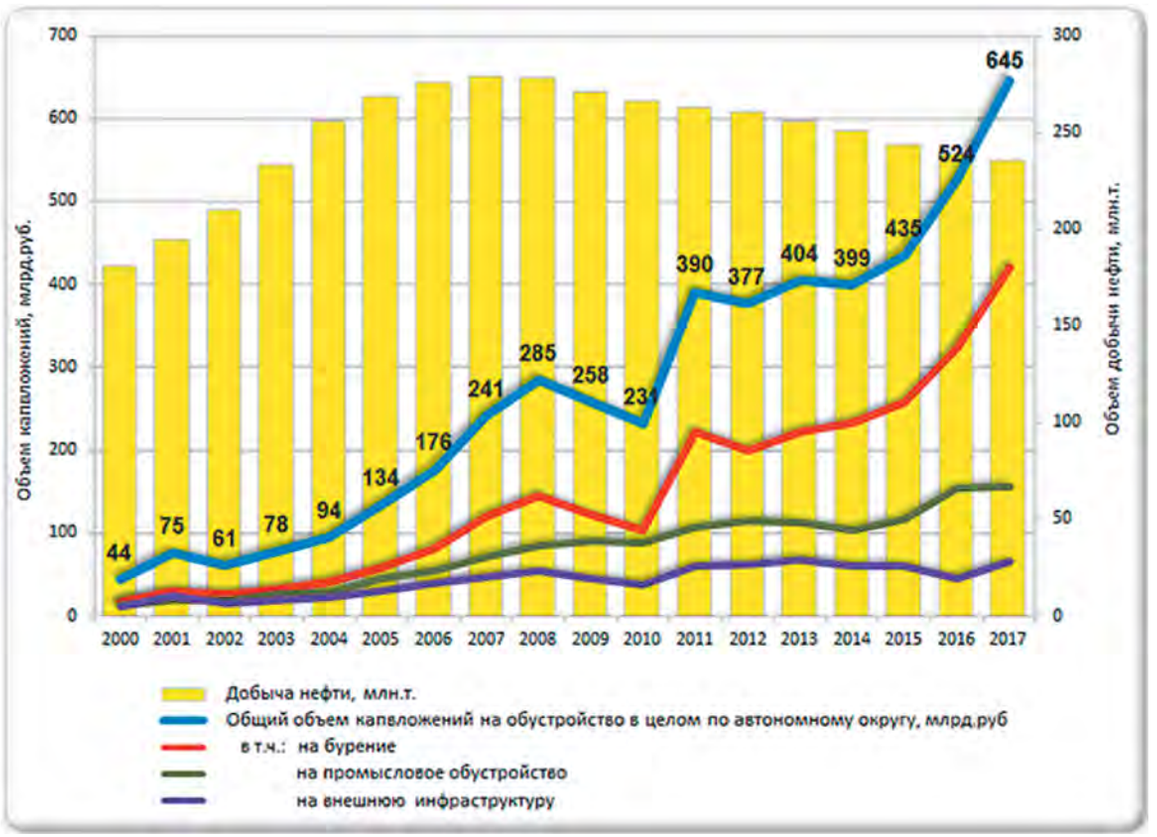


Рис. 8.
Объем капиталовложений и добычи нефти по ХМАО – Югре за 2000–2017 гг.

крытия четыре года назад Оурьинского нефтяного месторождения с извлекаемыми запасами более 30 млн т.

Это подтверждается и динамикой количества действующих лицензий в автономном округе (***рис. 6***), число которых за прошедшие 4 года увеличилось на 72 единицы. При этом объемы проходки поисково-разведочного бурения за счет средств компаний-недропользователей вырос с 2015 г. на 25%.

Указанные тенденции в сфере воспроизводства ресурсной базы характеризуют положительную динамику прироста запасов в автономном округе, однако этого недостаточно для пропорционального восполнения углеводородного потенциала.

Существующие реалии обусловливают запрос на смещение приоритетов в сторону переоценки извлекаемых запасов за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи. Таким образом, в качестве генеральной цели правительство автономного округа определило не достижение какого-либо уровня добычи нефти, а создание инновационных и/или рентабельных технологий добычи, которые обеспечат этот уровень.

Губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова

В связи с этим правительство Югры ставит перед собой две задачи:

1. Создание условий на региональном и федеральном уровнях для инновационного освоения таких нетрадиционных объектов, как баженовская и абалакская свиты, для эффективной разработки которых не созданы технологии;

2. Формирование инвестиционно-привлекательной среды по тиражированию капиталоемких технологий добычи на малых и высокообводненных месторождениях.

Решение этих задач возможно только при синергии усилий всех субъектов недропользования.

В отношении первой из них уже ведется совместная с ПАО «Газпром нефть» работа по реализации национального проекта при поддержке профильных федеральных министерств. Одним из ключевых элементов этого проекта является создание в течение 2018–2020 гг. **Центра исследования керна на базе уникального для России окружного кернохранилища.** Центр будет состоять из 8 лабораторий и осуществлять полный комплекс исследований – от первичных до моделирования гидроразрыва пласта. Он станет сертификационной площадкой по исследованию керна из нетрадиционных геологических

объектов при последующей постановке нефтяными компаниями запасов на государственный баланс.

> Центр исследования керна будет функционировать в качестве структурного подразделения автономного учреждения Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», который в этом году отмечает 25-летие с момента создания, является единственным в России научным центром, созданным и осуществляющим деятельность полностью за счет средств бюджета субъекта РФ.
>
> *Губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова*

Реализацию второй задачи автономный округ начал 4 года назад, когда окружная Дума инициировала на федеральном уровне проект закона о специальном налоговом режиме для нефтяной отрасли. В середине текущего года поправки в Налоговый Кодекс РФ были приняты. Они касаются ориентации налогообложения добычи нефти на экономические результаты освоения участка недр, позволяя эффективно разрабатывать нерентабельные в общем налоговом режиме месторождения.

Предлагаемые, в свою очередь, в регионе, законодательно предусмотрены стимулы для развития нефтяной отрасли и создания отечественных технологий добычи через специальные механизмы взимания налога на прибыль и налога на имущество организаций-владельцев лицензий на право пользования недрами:

– пониженная ставка по налогу на прибыль при условии роста инвестиций в основной капитал;

– налоговые каникулы по налогу на имущество с момента добычи первой тонны нефти из первой эксплуатационной скважины;

– нулевая ставка налога на имущество для организаций – участников национального проекта на срок его окупаемости.

Эффективность данных мер подтверждается динамикой основных технико-экономических показателей нефтяной отрасли региона (***рис. 7–8***).

В течение двух прошлых лет отмечается рост объемов эксплуатационного бурения, которые впервые с 2005 г. существенно превосходят проектные показатели. При этом общие инвестиции в обустройство месторождений по Югре с 2010 г. выросли почти в 3 раза.

Очевидно, что деятельность по добыче нефти напрямую связана с экологическими рисками, поэтому экономически эффективная деятельность нефтяных компаний должна быть сбалансирована с рациональностью природопользования, а именно – минимизацией влияния техногенных процессов на окружающую среду.

Проводимая в автономном округе работа в этой сфере позволила добиться результатов как по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух, так и по загрязнению водных объектов. По итогам 2017 г. уровень использования попутного нефтяного газа составляет 95,5% (рост за последние 10 лет с 78,5 до 95,5%), уровень содержания нефтепродуктов в р. Обь, по данным *Greenpeace*, сократился более чем в 30 раз за последние 10 лет (с 221 до 6,4 т).

Таким образом, созданная в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре система управления ресурсами генерирует в себе основной набор компетенций по стимулированию инновационной и инвестиционной активности, социальной ответственности нефтяных компаний, а также сбалансированности интересов субъектов системы недропользования, что создает мультипликативный эффект для развития экономики региона, охраны окружающей среды.

UDC 553.04;332.14

N.V. Komarova, Governor of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra[1], gov@admhmao.ru
S.A. Filatov, PhD, Director of the Department of Subsoil Use and Natural Resources[2] of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra, depprirod@admhmao.ru

[1]5 Mira str., Khanty–Mansiysk, KhMAO – Yugra, 628006, Russia.
[2]2 Studencheskaya str., Khanty–Mansiysk, KhMAO – Yugra, 628007, Russia.

The Yugra Resource Management System is the Main Vector of the Development of the Oil Industry

Abstract. The peculiarity of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra – is a unique resource potential, requiring a zealous attitude on the part of a person.

Keywords: Khanty–Mansi Autonomous Area – Yugra; resource management system; dynamics of oil production; venture–investment pipeline; core research center; special tax regime.

УДК 553.04

Д.Г. МакДоналд
BP Exploration
вице-президент по запасам
Европейская экономическая комиссия[1] ООН
Экспертная группа по ресурсным классификациям (EGRC)
председатель

И.В. Шпуров
д-р техн. наук
ФБУ «ГКЗ»[2]
генеральный директор
Европейская экономическая комиссия ООН
Экспертная группа по ресурсным классификациям (EGRC)
первый заместитель председателя
shpuroviv@gkz-rf.ru

А.В. Шпильман
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[3]
директор
crru@crru.ru

Д.Р. Этерингтон
PRA Intl. Ltd.
управляющий директор

Х. Тулсидас
Европейская экономическая комиссия[1] ООН
Департамент по устойчивой энергетике
эксперт по экономическим вопросам

Ш. Гриффитс
Европейская экономическая комиссия[1] ООН
Департамент по устойчивой энергетике
руководитель секции

Глобальная классификация запасов и ресурсов: Создание связи между Системой управления нефтяными ресурсами (PRMS) и Системой классификации запасов Российской Федерации

[1]Штаб–квартира ЕЭК ООН. United Nations Economic Commission for Europe (ECE) Palais des Nations, 8–14, Av. de la Paix, 1211, Genive 10, Suisse.
[2]Россия, 119180, Москва, ул. Б. Полянка, 54, стр. 1
[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, 75, а/я 286.

Оценка мировых ресурсов нефти и газа будет усовершенствована с внедрением Связующего документа, соотносящего категории запасов и ресурсов Классификации запасов нефти и горючих газов Российской Федерации (РФ2013) с категориями и классами Рамочной классификации ресурсов ООН (РКООН) [1] и позволяющего выполнение прямого сопоставления с Системой управления нефтяными ресурсами SPE (SPE-PRMS) [2]. Классификация запасов углеводородного сырья РФ2013 вступила в действие в 2016 г. Она определяет принципы выполнения оценки и подсчета запасов и ресурсов нефти, газа и газового конденсата в Российской Федерации. РКООН является стандартным инструментом управления энергетическими и минеральными ресурсами и основывается на принципах, аналогичных принципам SPE-PRMS, используя SPE-PRMS в качестве основы для своих спецификаций по различным выдам сырья. Применимая к любой добывающей деятельности, в том числе добыче твердых полезных ископаемых, нефти, газа, урановой руды, а также к проектам по закачке в пласты CO_2 с целью геологического хранения и проектам в области возобновляемой энергетики, включая геотермальную энергетику, РКООН обеспечивает открытое, эффективное и устойчивое освоение ресурсов социально приемлемым образом. Мультидисциплинарная команда, состоящая из представителей Экспертной группы по классификации ресурсов (EGRC) Европейской Экономической комиссии ООН (ЕЭК ООН), Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Российской Федерации (ГКЗ) и Комитета по запасам нефти и газа SPE (OGRC), работала совместно с целью разработки системы сопоставления между российской классификацией и SPE-PRMS через РКООН, позволяющей сравнивать и понимать значение проектов разработки в этих системах. Помимо этого, разработаны инструкции и руководства по классификации оценок российской системы с использованием числовых кодов РКООН.

Ключевые слова: оценка мировых ресурсов нефти и газа; классификация запасов и ресурсов; Рамочная классификация ресурсов ООН; Система управления нефтяными ресурсами (PRMS); Классификация запасов нефти и горючих газов Российской Федерации (РФ2013); Связующий документ

Основные принципы РКООН

РКООН [1] – это универсальная, построенная на соблюдении принципов система, в которой количества классифицируются на основе трех фундаментальных критериев: экономической и социальной жизнеспособности проекта (ось E), выполнимости и текущем состоянии проекта (ось F) и геологической изученности и потенциальной возможности добычи (ось G), и используется числовая, не требующая знания конкретного языка, схема обозначений. Комбинации этих трех критериев создают трехмерную систему. По каждому из трех критериев определяются категории (например, E1, E2, E3) и, в некоторых случаях, подкатегории (например, E1.1).

Первая группа категорий (ось E) отражает степень благоприятности социальных и экономических условий для определения экономической жизнеспособности проекта, учитывая рыночные цены и соответствующие правовые, нормативные, экологические и договорные условия. Вторая группа категорий (ось F) отражает зрелость исследований и принятые на текущий момент решения, необходимые для реализации планов горных работ или проектов разработки. Такие проекты варьируются от находящихся на начальных этапах геологоразведочных работ, когда существование месторождения или залежи еще не подтверждено, до проектов, в рамках которых осуществляется добыча и продажа сырья, и отражают стандартные принципы управления производственно-бытовой цепочкой. Третья группа категорий (ось G) отражает уровень достоверности геологической информации и возможность извлечения оцениваемых количеств.

Категории и дополнительные подкатегории являются строительными блоками системы и объединяются в виде «классов».

Класс однозначно определяется путем выбора по каждому из трех критериев определенной комбинации категорий или подкатегорий (или групп категорий/подкатегорий). Поскольку коды всегда приводятся в одной и той же последовательности (т.е. E, F, G), литеры могут быть опущены, а использованы только цифры. Таким образом, числовой код, определяющий класс, идентичен на всех языках, использующих арабские цифры.

Например, количества, удовлетворяющие определениям категорий E1, F1 и G1, будут классифицированы как 111. Этот класс соответствует доказанным запасам в *PRMS*-2007. Для этих категорий соответствуют определения:

– **E1**: Подтверждена экономическая целесообразность добычи и продажи. (Словосочетание «экономическая целесообразность» охватывает экономические, в узком смысле, и другие соответствующие «рыночные условия» и включает учет цен, затрат, юридические/налоговые аспекты, природоохранные, социальные и прочие нетехнические факторы, которые могут напрямую влиять на жизнеспособность проекта разработки);

– **F1**: Обоснованность добычи при реализации определенного проекта разработки или горных работ подтверждена;

– **G1**: Количества, связанные с известным месторождением, которые могут быть оценены с высокой степенью достоверности.

Сочетание определений трех категорий отражает те же условия, что и условия *PRMS*-2007 для доказанных запасов.

Основные принципы для определения категорий ресурсов в РФ2013

Запасы нефти и газа в РФ2013 [3] подразделяются по степени промышленного освоения и по степени геологической изученности на следующие категории: А (разрабатываемые, разбуренные), В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С1 (разведанные) и С2 (оцененные). В системе РФ2013 термин «запасы» используется для извлекаемых количеств, связанных со всеми открытыми залежами (промышленными, потенциально промышленными или непромышленными). Термин «ресурсы» применяется к количествам, потенциально извлекаемым из неоткрытых залежей. В системе РФ2013 используется два термина для запасов: начальные и текущие. Текущие запасы получают вычитанием накопленной добычи из начальных запасов. При сопоставлении с РКООН необходимо использовать текущие запасы для всех категорий РФ-2013.

Запасы залежи/части залежи, разбуренной эксплуатационными скважинами, и разрабатываемые в соответствии с утвержденным Проектным технологическим документом (Технологическим проектом разработки или дополнением к нему, Технологической схемой разработки или дополнением к ней), относятся к категории А (разрабатываемые, разбуренные). Категория А включает извлекаемые запасы залежей/частей залежей, геологическое строение, форма и размеры которых определены, а контуры залежи обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Технологические показатели (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин.

К категории В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные) относятся запасы не-

разбуренных эксплуатационными скважинами соседних частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным Проектным документом, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также по данным исследования керна).

К категории В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные) относятся запасы залежей/частей залежей, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным Проектным документом, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

К категории С1 (разведанные) относятся запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин. Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также по керновым данным). Запасы этой категории еще не утверждены Проектным документом.

К категории С2 (оцененные) относятся запасы залежей/частей залежей, месторождений, не введенных в промышленную разработку, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Запасы этой категории еще не утверждены Проектным документом.

В соответствии с действующими в РФ правилами и нормативными актами, для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов А, В1, В2), извлекаемые запасы (извлекаемые количества) нефти, газа, конденсата и попутных полезных компонентов определяются в результате технико-экономических расчетов для рекомендуемого варианта разработки, утвержденного в установленном порядке, в соответствии с КИН, КИГ, КИК, рассчитанными в Проектном технологическом документе на разработку залежей (месторождений) за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов.

Технически извлекаемые, но нерентабельные для извлечения в текущих экономических условиях запасы углеводородов соответствующих категорий будут обозначаться как: А*, В1*, В2*. Запасы со знаком «*» определяются как часть технически извлекаемых запасов, нерентабельных для извлечения на текущий момент. Они расчитываются вычитанием рентабельно извлекаемых запасов из технически извлекаемых запасов. Технически извлекаемые и рентабельные извлекаемые запасы определены в каждом Проекте разработки.

Для месторождений, находящихся в разведке (категории С1 и С2), расчет извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата осуществляется в Проекте пробной эксплуатации месторождений (залежей), утвержденном в установленном порядке, и в соответствии с экспертными оценками или упрощенными статистическими методами определения коэффициентов извлечения (эмпирические методы, покоэффициентный метод, метод аналогий).

Категории технически неизвлекаемых запасов по категориям обозначаются как А**, В1**, В2**, С1**, С2**. В классификации РКООН они отнесены к «Дополнительным количествам в пласте». В РФ-2013 такой категории запасов как «Дополнительные количества в пласте» нет, но есть геологические запасы и технически извлекаемые запасы. Запасы любой категории со знаком «**» являются результатом вычитания технически извлекаемых запасов из геологических запасов этой же категории.

Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на следующие категории: D0 (подготовленные), Dл (локализованные), D1 (перспективные), D2 (прогнозируемые).

Ресурсы категории D0 (подготовленные) отражают возможность открытия нефти и газа в подготовленной к поисковому бурению ловушке и используются для проектирования поисковых работ. К категории Dл (локализованные) относятся ресурсы возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, которые были выполнены в пределах районов с недоказанной промышленной нефтегазоносностью.

К категории D1 относятся ресурсы литолого-стратиграфических комплексов (плеев) с откры-

тыми залежами/месторождениями нефти/газа в пределах крупных региональных структур. К категории D2 относятся ресурсы литолого-стратиграфических комплексов без открытых залежей/месторождений нефти/газа в пределах крупных региональных структур.

Как и в случае запасов, неизвлекаемые ресурсы (технически неизвлекаемые ресурсы) по категориям обозначаются следующим образом: D0**, Dл**, D1**, D2**. В классификации РКООН они отнесены к Дополнительным количествам в пласте.

Сопоставление с РКООН и PRMS

Система РФ2013 использует аналогичную терминологию для категорий запасов и ресурсов, применяемым в предыдущих версиях классификаций Российской Федерации и бывшего Советского Союза. Однако в некоторых случаях определения категорий претерпели значительные изменения. Наиболее примечательно то, что сейчас система РФ2013 включает четкое описание необходимости коммерциализации и наличия окончательного инвестиционного решения для отнесения к категориям A, B1 и B2. Это позволяет выполнить прямое сопоставление этих категорий с Коммерческими проектами в РКООН и Запасами в *PRMS*.

Однако существует сложность в том, как РФ2013 описывает степень уверенности и определенности в осуществлении будущей добычи, и как это делается, согласно традиционному западному подходу, заложенному в РКООН и *PRMS*. РКООН описывает три уровня достоверности: G1, G2 и G3, которые характеризуются как высокий, средний и низкий уровни геологической достоверности. Эти определения соответствуют категориям Доказанных, Вероятных и Возможных запасов в *PRMS*.

В РФ2013 геологическая изученность описывается как функция удаления от существующих скважин, в отличие от инкрементного подхода, который используется в *PRMS*. Таким образом, оценки извлекаемых количеств с категориями A и B1 являются наилучшими оценками с высокой степенью достоверности, оцененные таким образом на основе сравнительно малого расстояния до продуктивных областей или областей, в которых проведены испытания. Сегменты B2, более удаленные от существующих скважин, имеют более низкий уровень достоверности и классифицируются как сумма категорий G2 и G3. Стоит обратить внимание, что в *PRMS* и РКООН рентабельность проекта не влияет на классификацию геологической достоверности проекта. Поэтому, категории A*, B1* и B2* сопоставляются таким же образом. Аналогичный подход также применяется к категориям C1 (соответствует G1) и C2 (соответствует G2+G3).

Зрелость проекта в РКООН определяется матрицей, формируемой на основе оси E (экономическая и социальная жизнеспособность проекта) и оси F (статус проекта и его осуществимость). Категории E и F устанавливают минимальные стандарты для классов РКООН. Например, Потенциально коммерческий проект должен быть оценен по крайней мере как E2F2, но также он может оцениваться как E2F1. Коммерческие проекты в РКООН и Запасы в *PRMS* соответствуют категориям A, B1 и B2, у которых существует явное сходство в определениях.

Проекты катеогорий «Ожидает разработки» и «Отложен или Невыяснен» *PRMS* в соответствии с их определениями не могут быть напрямую сопоставлены с категориями РФ2013, т.к. существует множество возможных сопоставлений для каждой из этих категорий. В Связующем документе содержатся конкретные указания по сопоставлению категорий РФ2013 с более детальными подразделениями РКООН.

Следующие шаги

Следующий этап сотрудничества с Российской Федерацией по РКООН будет включать разработку примеров применения Связующего документа для углеводородного сырья для выполнения апробации документа. Также будет начата работа по сопоставлению Классификации твердых полезных ископаемых Российской Федерации с РКООН.

Связующий документ знаменует важный шаг в стремлении России укрепить международное сотрудничество в нефтегазовой отрасли. Это позволит России существенно улучшить глобальную согласованность оценок запасов и ресурсов. В этом документе будут рассмотрены проблемы, возникающие при согласовании двух изначально различных систем классификаций, и найденные решения, а также отражена точка зрения западных пользователей системы классификации Российской Федерации.

Литература

1. Рамочная Классификация Организации Объединенных Наций и Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов 2009, включая Спецификации по ее применению. Серия изданий ЕЭК. 2013. №. 42.
2. Система управления нефтяными ресурсами SPE/WPC/AAPG/SPEE, март 2007.

3. Связующий документ между Классификацией Запасов и Ресурсов Нефти и Горючих Газов Российской Федерации 2013 года и Рамочной Классификацией Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года (РКООН-2009), 20 сентября 2016.

UDC 553.04

D.G. MacDonald, BP Exploration; UNECE[1]
I.V. Shpurov, Doctor of Technical Sciences, General Director of the State Commission on Mineral Reserves[2]; First Deputy Chairman of the Expert Group on Resource Classifications (EGRC) at UNECE, shpuroviv@gkz–rf.ru
A.V. Shpilman, PhD, Director of Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Use named after V.I. Shpilman[3], crru@crru.ru
J.R. Etherington, PRA Intl. Ltd.; UNECE[1]
H. Tulsidas, UNECE[1]
C. Griffiths, UNECE[1]

[1]United Nations Economic Commission for Europe (ECE) Palais des Nations, 8–14, Av. de la Paix, 1211, Genиve 10, Suisse.
[2]54 Bldg. 1, Bolshaya Polyanka str., Moscow, 119180, Russia.
[3]PO Box 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia.

Global Reserves and Resources Classification: Bridging the Petroleum Resources Management System and the Russian Federation Systems

Abstract. The assessment of global resources of oil and gas will be improved with the implementation of a Bridging Document that relates the reserves and resources in the Oil and Combustible Gas of the Russian Federation Classification (RF2013) to the categories and classes of the United Nations Framework Classification for Resources (UNFC)[1] allowing direct comparison to the SPE Petroleum Resources Management System (SPE–PRMS)[2]. The RF2013 classification of petroleum came into effect in 2016. It establishes the principles for assessment and accounting of reserves and resources of oil, gas and gas condensate in the Russia Federation. UNFC provides a standard tool for managing energy and mineral resources, and is founded on similar principles to the SPE–PRMS, using the SPE–PRMS as the basis for its petroleum commodity specifications. Applicable to all extractive activities, including solid minerals, oil, gas and uranium, as well as injection projects for the geological storage of CO2 and renewable energy projects, including geothermal energy, the UNFC ensures that resources are developed transparently, efficiently and sustainably in a socially acceptable manner. A multidisciplinary team consisting of the Expert Group on Resources Classification (EGRC) of the United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), the Russian Federation State Committee on Mineral Reserves (GKZ) and representatives of the SPE Oil and Gas Reserves Committee (OGRC) worked in cooperation to develop a mapping between the SPE–PRMS and Russia systems through the UNFC that allows comparison and understanding of the value of development projects. Instructions and guidelines on how to classify estimates of the Russian system using the numerical codes of UNFC were also developed.

Basic Principles of the UNFC[1]

UNFC-2009 is a generic principle-based system in which quantities are classified on the basis of three fundamental criteria of economic and social viability (E), feasibility and project status (F), and geological knowledge and potential recoverability (G), using a numerical and language independent coding scheme. Combinations of these criteria create a three-dimensional system (Figure 1). Categories (e.g. E1, E2, E3) and, in some cases, sub-categories (e.g. E1.1) are defined for each of the three criteria.

The first set of categories (the E axis) designates the degree of favourability of social and economic conditions in establishing the commercial viability of the project, including consideration of market prices and relevant legal, regulatory, environmental and contractual conditions. The second set (the F axis) designates the maturity of studies and commitments necessary to implement mining plans or development projects. These extend from early exploration efforts before a deposit or accumulation has been confirmed to exist through to a project that is extracting and selling a commodity, and reflect standard value chain management principles. The third set of categories (the G axis) designates the level of confidence in the geological knowledge and potential recoverability of the quantities.

The categories and optional sub-categories are the building blocks of the system, and are combined in the form of “classes”.

A class is uniquely defined by selecting from each of the three criteria a particular combination of a category or a sub-category (or groups of categories/sub-categories). Since the codes are always quoted in the same sequence (i.e. E; F; G), the letters may be dropped and just the numbers retained. The numerical code defining a class is then identical in all languages using Arabic numerals.

For example, quantities that satisfy the definitions for E1, F1 and G1 would be classified as 111. This class aligns with proved reserves in PRMS-2007. The relevant definitions are:

E1: Extraction and sale has been confirmed to be economically viable. (note: The phrase “economically viable” encompasses economic (in the narrow sense) plus other relevant “market conditions”, and includes consideration of prices, costs, legal/fiscal framework, environmental, social and all other non-technical factors that could directly impact the viability of a development project.)

F1: Feasibility of extraction by a defined development project or mining operation has been confirmed.

G1: Quantities associated with a known deposit that can be estimated with a high level of confidence.

The combination of the three category definitions reflects the same constraints found in the PRMS-2007 definition for proved reserves.

Basic Principles for Identifying Resource categories in RF2013[3]

Oil and gas reserves in RF2013 are subdivided by the extent of commercial development and by degree of geological knowledge into the following categories: A (developing1, drilled), B1 (developing1, not drilled, known), B2 (developing1, not drilled, estimated), C1 (known) and C2 (estimated). RF2013 uses the term "reserves" for the recoverable quantities associated with all discovered accumulations (whether commercial, potentially commercial or non-commercial). The term "resources" is applied to quantities potentially recoverable from undiscovered accumulations. RF2013 uses two terms for reserves: initial and remaining. Remaining reserves are derived by subtraction of produced quantities from initial reserves. It is necessary to use remaining reserves for all RF-2013 categories when mapping to UNFC.

Reserves of a deposit/part of deposit drilled by producing wells and developing in accordance with approved project Design Document (Development Process Plan or amendment thereto, Reservoir Management Plan or amendment thereto) correspond to Category A (developing, drilled). Category A includes recoverable reserves of deposits/parts of deposits for which geological structure, shape and dimensions have been determined and fluid contacts have been substantiated by drilling, testing and well logging data. The technological characteristics (production mode, oil, gas, condensate production rates, productivity of wells) have been established by well operation data.

Category B1 (developing, not drilled, known) refers to reserves of adjacent parts of deposits not drilled by producing wells, planned to be developed in accordance with an approved Design Document, studied by seismic or other high-accuracy methods and drilled with prospecting, appraisal, exploration, transit or deepened production wells that yielded commercial oil or gas inflows (individual wells may not be tested, but their productivity is inferred by well logging and mud logging data and core data).

Category B2 (developing, not drilled, estimated) refers to reserves of deposits/parts of deposits not drilled with producing wells, planned to be developed in accordance with an approved Design Document, that have been studied by seismic or other high-accuracy methods, the presence of which has been substantiated by data of geophysical and geological studies and testing of individual wells while drilling.

Category C1 (known/explored) refers to reserves of deposits/parts of deposits that have not been brought into commercial development on which test operation thereof or test operation of individual wells may be carried out. Deposits shall be studied by seismic or other high-accuracy methods and drilled with prospecting, appraisal, or exploration wells that yielded commercial oil or gas inflows (individual wells may be not tested but their productivity is inferred by well logging and mud logging data, and core data). These reserves are not yet supported by an Approved Designed document.

Category C2 (estimated) refers to reserves of deposits/parts of deposits, fields that have not been brought into commercial development, that are developed on the basis of a test operation plan for individual wells, studied by seismic or other high-accuracy methods, the presence of which has been substantiated by data of geological and geophysical studies and testing of individual wells while drilling. These reserves are not yet supported by an Approved Designed document.

In accordance with the rules and regulatory documents effective in the Russian Federation, for the deposits (fields) under production (reserves of Categories A, B1, B2), the recoverable reserves (recoverable quantities) of oil, gas, condensate and associated commercial components should be determined as a result of technical and economic estimates for the recommended development scenario approved in accordance with the established procedure, oil recovery factor, gas recovery factor, condensate recovery factor, estimated in Project Design Document for deposits (fields) development during cost-effective field life and during the period of reserves exhaustion.

Technically recoverable but non-profitable for recovery under current economic conditions hydrocarbon reserves of the mentioned categories referred as A*, B1*, B2*. Reserves of any category with the symbol "*" are defined as part of technically recoverable reserves which are not profitable for recovery at the current time. They are derived by subtracting profitable recoverable reserves from technically recoverable reserves. Technically recoverable and profitable recovery reserves are determined in each Field Project Design Document.

For the fields under exploration (Categories C1 and C2), assessment of oil, gas and condensate recoverable reserves should be carried out in the Field (Deposit) Test Production Design approved in accordance with the established procedure, and with expert appraisals or simplified statistical methods of recovery factors determination (empirical methods, coefficient-based method, analogy method).

Categories of technically non-recoverable reserves are designated as follows: A**, B1**, B2**, C1**, C2**. Under UNFC these are classified as "Additional quantities in place". In RF-2013 there is no such category of reserves as "Additional quantities in place" but there are reserves in place and

technically recoverable reserves. Reserves with the symbol "**" are the result of subtraction of technically recoverable reserves from the geological reserves of the category.

Undiscovered Resources of oil, gas and condensate are subdivided by geological knowledge into Categories D0 (prepared), DL (localized), D1 (prospective), D2 (expected).

Resources of Category DO (prepared) represent the possibility of oil and gas discovery in a ready to drill trap and are used for prospecting works design. Category DL (localized) refers to resources of possible play formations in traps revealed by results of geological and geophysical prospecting operations within the areas with unproved commercial oil/gas presence.

D1 Category refers to resources of lithology-stratigraphy complexes (plays) with already discovered oil/gas accumulations within major regional structures. Category D2 refers to resources of lithology-stratigraphy complexes with no discovered oil/gas fields (pools) within major regional structures.

As in the case of reserves, categories of non-recoverable resources (technically non-recoverable) are designated as follows: D0**, DL**, D1**, D2**. Under UNFC these are classified as Additional Quantities in Place.

Bridging to the UNFC and PRMS

The RF2013 uses similar terminology for reserves and resources categories as in previous versions of the Russian Federation and former Soviet Union classifications. However, the definition of these categories has in some cases changed significantly. Most notably, the RF2013 now explicitly describes the need for commerciality and a final investment decision for entry into the A, B1 and B2 categories. This allows a straightforward mapping of these categories to Commercial Projects in the UNFC and Reserves in the PRMS.

There is a complication, however, in the way that confidence and certainty of recovery are expressed in the RF2013 relative to the conventional western approach found in the UNFC and PRMS. The UNFC describes three levels of confidence, G1, G2 and G3, which are described as high, moderate and low levels of geologic confidence. These definitions are mapped to the PRMS as the equivalent of the Proved, Probable and Possible reserves categories.

The RF2013 describes geologic knowledge as a function of offset from existing wells – not unlike the incremental approach that is used in the PRMS. Thus, estimates of recoverable quantities in the A and B1 categories are best estimates with a high level of confidence based on the relative short distance to already producing or tested areas. The B2 segments, more remote from existing wells have a lower level of confidence and are classed as the sum of the G2 and G3 categories. Note that as in the PRMS and UNFC, commerciality of a project does not impact the classification of the geologic confidence of a project. Thus, the A*, B1* and B2* categories are mapped in the same manner. A similar approach is also taken with the C1 (mapped to G1) and C2 (mapped to G2+G3) categories.

The maturity of a project is determined in the UNFC by a matrix formed from the E-axis (Economic and Social viability of project) and the F-axis (Field Project Status and its Feasibility). The E and F Categories set minimum standards for UNFC classes. For example, a Potentially Commercial Project must be at least E2F2, but it could also be E2F1. Commercial Projects in UNFC and Reserves in PRMS are bridged to the A, B1 and B2 categories, where there is a clear similarity in definition.

PRMS Pending and Development On-Hold or Unclarified definitions cannot be bridged directly to the RF2013, as there are a number of possible mappings for each of these categories. The Bridging Document gives specific guidance on how to go from the RF2013 to the more granular UNFC.

Next Steps

The next phase in the cooperation with the Russian Federation on UNFC will involve development of oil and gas case studies to test the Bridging Document. Work will also start to bridge the solid minerals classification system of the Russian Federation to UNFC.

The Bridging Document marks an important step in the efforts of Russia to enhance international cooperation in the oil and gas industry in the country. It will allow Russia to improve significantly the global coordination of reserves and resource estimation. This paper will discuss the challenges encountered in aligning two inherently different classification systems and the solutions that were found as well as providing an overview for western users of the Russian Federation system.

References

1. United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 incorporating Specifications for its Application, ECE Energy Series No. 42, 2013.
2. SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System, March 2007.
3. Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation of 2013 and the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009), 20 September 2016.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ГКЗ

ПЯТИГОРСК
3–5 ОКТЯБРЯ 2018

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ - 2018»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

МИНПРИРОДЫ РОССИИ

ЕСОЭН
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ: ЕСОЭН

НАЭН
ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ: АООН «НАЭН»

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Основные темы конференции:

- Поиски и разведка месторождений подземных вод
- Подсчет запасов подземных вод
- Разработка и эксплуатация месторождений подземных вод
- Подземные сооружения
- Гидрогеология месторождений полезных ископаемых (твердые полезные ископаемые, месторождения углеводородов), гражданское строительство
- Охрана подземных вод от загрязнения
- Недропользование и экспертиза запасов подземных вод
- Работа ЦКР Роснедра по МПВ и ПС

По вопросам участия обращаться: +7 (495) 780-33-12
e-mail: info@naen.ru

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

Хроника законодательной работы: завершена четвертая сессия Государственной Думы России седьмого созыва

В рамках весенней сессии члены Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям рассмотрели 99 законопроектов, из которых 10 стали федеральными законами и уже вступили в силу, 11 – приняты в третьем чтении, 13 – во втором, 22 – в первом чтении. Комитет по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям в весеннюю сессию провел 133 заседания, 14 парламентских слушаний, 14 заседаний «круглых столов» и более 100 заседаний рабочих групп, совещаний, конференций, деловых встреч и других парламентских мероприятий по вопросам ведения комитета.

Государственная Дума рассмотрела и приняла ряд законопроектов, рассмотренных Рабочей группой по рассмотрению и доработке законодательных инициатив, направленных на совершенствование Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах», в том числе в вопросах геологоразведки и недропользования, и подготовленных Комитетом.

4 июля Государственная Дума рассмотрела и приняла в первом чтении законопроект № 441060-7 «О внесении изменения в ст. 7 Федерального закона «О континентальном шель-

фе РФ»» (в целях совершенствования порядка предоставления прав пользования участками недр континентального шельфа), внесенный Правительством РФ 13 апреля текущего года. Статьей 7 этого закона предусмотрено предоставление права пользования участками недр континентального шельфа РФ без проведения аукционов. Указанное право предоставляется:

– юридическим лицам, которые созданы в соответствии с законодательством РФ, имеют опыт освоения участков недр континентального шельфа РФ не менее чем 5 лет, в которых доля (вклад) РФ в уставных капиталах составляет более чем 50% и/или в отношении которых РФ имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем 50% общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц, – для участков недр федерального значения континентального шельфа РФ, а также участков недр федерального значения, расположенных на территории РФ и простирающихся на ее континентальный шельф;

– юридическим лицам – собственникам Единой системы газоснабжения или юридическим лицам – собственникам региональной системы газоснабжения – для участков недр федерального значения, содержащих газ.

Критериев выбора конкретного юридического лица законодательством РФ о недрах не установлено.

Нередко возникают ситуации, когда на одни и те же участки недр федерального значения континентального шельфа претендуют различные юридические лица. Вместе с тем законодательством не установлен порядок разрешения таких спорных ситуаций.

Сложившаяся правоприменительная практика показала несовершенство существующей процедуры безаукционного предоставления права пользования участками недр, негативно сказывающееся на освоении недр континентального шельфа в современных экономических условиях.

В целях совершенствования порядка предоставления прав пользования участками недр континентального шельфа законопроектом предлагается исключить первое предложение ч. 6 ст. 7 Федерального закона № 187-ФЗ. В настоящее время статья предусматривает предоставление права пользования участками недр континентального шельфа исключительно в порядке безальтернативности без проведения аукциона.

Принятие и реализация законопроекта не потребуют дополнительных расходов федерального бюджета, однако необходимо будет принятие постановления Правительства РФ «О внесении изменений в Положение о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, на предоставляемых в пользование без проведения аукционов участке недр федерального значения континентального шельфа РФ, участке недр федерального значения, расположенном на территории РФ и простирающемся на ее континентальный шельф, участке недр федерального значения, содержащем газ, утвержденное постановлением Правительства РФ от 08.01.2009 № 4».

Постановлением Правительства РФ будет необходимо предусмотреть установление случаев и порядка предоставления права пользования участками недр континентального шельфа по результатам проведения аукциона.

Поддержав концепцию законопроекта, Государственная Дума предложила в срок до 2 августа внести поправки к законопроекту. Поправки, поступившие в Комитет, будут рассмотрены Рабочей группой по совершенствованию Закона РФ «О недрах» теперь уже в сентябре.

3 августа опубликован и вступил в силу Федеральный закон «О внесении изменений в ст. 2 Федерального закона «Об особенностях правового регулирования отношений в сфере пользования недрами в связи с принятием в РФ Республики Крым и образованием в составе РФ новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя»».

Законопроект был разработан во исполнение поручения заместителя Председателя Правительства РФ Д.Н. Козака от 03.10.2016 № ДК-П9-5876 и был внесен Правительством РФ в Государственную Думу 9 января текущего года.

В соответствии со ст. 2 Федерального закона от 29.06.2015 № 161-ФЗ «О развитии Крымского федерального округа и свободной экономической зоне на территориях Республики Крым и города федерального значения Севастополя» с 1 октября 2015 г. специальные разрешения (лицензии), которые выданы государственными и иными официальными органами Украины до дня вступления в силу Федерального конституционного закона от 21.03.2014 № 6-ФКЗ «О принятии в РФ Республики Крым и образовании в составе РФ новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя» и на основании которых предоставлены в пользование участки недр, расположенные в Черном и Азовском морях, признаются недействующими.

Для установления единообразия в законодательстве РФ в части оснований возникновения

права пользования участками недр законопроектом предлагается установить, что предоставление права пользования данными участками недр осуществляется по решению Правительства РФ, принятому по результатам аукциона.

Кроме того, принятие решений о проведении аукционов на право пользования участками недр, расположенными в Черном и Азовском морях, о составе и порядке работы аукционных комиссий, об определении порядка и условий проведения таких аукционов, а также об ограничениях допуска к участию в таких аукционах в отношении каждого участка недр или группы участков недр предлагается отнести к полномочиям Правительства РФ.

Предоставление права пользования участками недр, расположенными в Черном и Азовском морях, до принятия закона осуществлялось без проведения торгов (конкурсов, аукционов) по решению Правительства РФ на основании заявки недропользователя.

Законопроект соответствует положениям Договора о Евразийском экономическом союзе и другим положениям международных договоров РФ. В течение 120 дней на основании принятого закона будет подготовлено и принято постановление Правительства РФ «О признании утратившим силу отдельных актов Правительства РФ», поскольку новая редакция ч. 2 ст. 2 Федерального закона от 29.06.2015 № 161-ФЗ требует признать утратившим силу постановления Правительства РФ от 31.08.2015 № 916 «О принятии решения об отказе в предоставлении права пользования участками недр, расположенными в Черном и Азовском морях, в пределах которых РФ осуществляет суверенитет, суверенные права или юрисдикцию в связи с принятием в РФ Республики Крым и образованием в составе РФ новых субъектов – Республики Крым и г. Севастополя, право пользования которыми предоставлено на основании специальных разрешений (лицензий), выданных государственными и иными официальными органами Украины до дня вступления в силу ФКЗ "О принятии в РФ Республики Крым и образовании в составе РФ новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя»», а также внести изменения в постановление Правительства РФ от 29.09. 2015 № 1031 об утверждении соответствующих Правил принятия решения о предоставлении права пользования участками недр, в которых будет заменен заявительный порядок предоставления участков недр на аукционный порядок их предоставления; уточнен предмет и содержание правового регулирования; установлено, что принятие решений о проведении аукционов на право пользования участками недр, расположенными в Черном и Азовском морях, о составе и порядке работы аукционных комиссий, об определении порядка и условий проведения таких аукционов, а также об ограничениях допуска к участию в таких аукционах в отношении каждого участка недр или группы участков недр осуществляются Правительством РФ.

3 августа Президентом России подписан федеральный закон «О ратификации Соглашения между Правительством РФ и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в сфере реализации проекта разработки Ключевского золоторудного месторождения», который был внесен Правительством РФ 15.06.2018 в Государственную Думу. Комитет Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям выступил соисполнителем по этому законопроекту и внимательно рассмотрел его на своем заседании 9 июля.

Соглашение между Правительством РФ и Правительством КНР о сотрудничестве в сфере реализации проекта разработки Ключевского золоторудного месторождения было подписано в Пекине 05.02.2018, проект его был одобрен распоряжением Правительства РФ от 12.10.2017 № 2219-р.

Ожидается, что проект обеспечит значительный прирост налогов в федеральный и региональный бюджеты, а также позволит создать дополнительные рабочие места в сфере золотодобычи и смежных отраслях экономики Забайкальского края.

Согласно этому Соглашению российская сторона разрешает приобретение компанией «Чайна Нэшнл Голд Груп Гонконг Лимитед» (*China National Gold Group Hong Kong Limited*, Гонконг, КНР) или компанией, находящейся под ее 100-процентным контролем (прямым или косвенным), не менее 60 и не более 70% голосующих акций акционерного общества Рудник «Западная-Ключи» (ОГРН 1037507000024) у компании «САН Ключевское Холдингс Лимитед» (*SUN Kluchevskoye Holdings Limited*, Республика Кипр).

Реализация проекта разработки Ключевского золоторудного месторождения позволит, с точки зрения Комитета, обеспечить геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых месторождения, в том числе создание и развитие интегрированного комплекса по добыче и переработке полезных ископаемых.

25 июля Государственная Дума в первом чтении приняла проект федерального закона № 457801-7 «О внесении изменений в ст. 52^1 Водного кодекса РФ» (в части регулирования использования грунта, извлеченного

при проведении дноуглубительных и гидротехнических работ), внесенный Правительством РФ 04.05.2018 и разработанный во исполнение п. 12 протокола совещания у Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева в Волгограде от 08.08.2017 № ДМ-П9-54пр и поручения заместителя Председателя Правительства РФ А.Г. Хлопонина от 21.11.2017 № АХ-П9-7727.

Вопрос использования грунта, извлеченного при проведении дноуглубительных и гидротехнических работ, зачастую имеющего характеристики нерудного полезного ископаемого, требует нормативно-правового регулирования. Целью предлагаемого законопроектом регулирования является установление возможности использования донного грунта, извлеченного при строительстве, реконструкции, эксплуатации гидротехнических и иных сооружений, расположенных на водных объектах, создании и содержании внутренних водных путей РФ, предотвращении негативного воздействия вод и ликвидации его последствий, поддержании надлежащего санитарного состояния водных объектов и благоприятного состояния окружающей среды.

В настоящее время правоотношения, связанные с использованием извлеченного грунта, регулируются Федеральным законом от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне РФ» и принятым в его реализацию постановлением Правительства РФ от 19.12. 2015 № 1393 «Об утверждении правил распоряжения грунтом, извлеченным при проведении дноуглубительных работ во внутренних морских водах и территориальном море РФ, при создании в них отдельных объектов».

Внесение изменений в Водный кодекс РФ предлагается осуществить по аналогии с имеющейся в Федеральном законе от 31.07.1998 № 155-ФЗ нормой о делегировании полномочия по установлению порядка использования донного грунта Правительству РФ.

Предлагаемые изменения в Водный кодекс РФ в дальнейшем будут способствовать увеличению общей протяженности участков расчистки русел рек, восстановлению экосистем водных объектов и пропускной способности и, как следствие, повышению безопасности судоходства.

С учетом необходимости принятия Правительством РФ подзаконного акта, устанавливающего порядок использования донного грунта, вступление будущего закона в силу предполагается по истечении 180 дней после дня его официального опубликования.

В целом поддерживая целесообразность предлагаемых изменений, Комитет по природным ресурсам, собственности и земельным отметил наличие некоторых замечаний к законопроекту, которые могут быть устранены при его подготовке ко второму чтению и рекомендовал Государственной Думе принять законопроект при рассмотрении в первом чтении.

Кроме рассмотрения законопроектов, на июльском заседании Комитета председателем Комитета Н.П. Николаевым был представлен доклад «Эффективность государственного управления водными ресурсами: внутригосударственные и внешнеполитические аспекты».

В докладе обосновывается вывод о том, что без кардинальных изменений системы управления водными ресурсами невозможна реализация задач Указа Президента РФ от 07.05.2018 «О национальных целях и стратегических задачах развития РФ на период до 2024 г.» по обеспечению населения качественной питьевой водой и связанной с этой задачей повышением ожидаемой продолжительности жизни, снижением показателей смертности населения, по экологическому оздоровлению водных объектов и сохранению уникальных водных систем, по повышению индекса качества городской среды и по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в государственном управлении водными ресурсами.

Вопросы дальнейшего совершенствования Закона РФ «О недрах» были рассмотрены также на инициированном мной совещании у заместителя министра природных ресурсов и экологии РФ – руководителя Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселева. Обсуждались планы нормотворческой деятельности и подготовка законопроектов, запланированных к внесению Правительством РФ в текущем году.

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

Chronicle of Legislative Work: the Fourth Session of the State Duma of Russia of the Seventh Convocation is Completed

А.В. Шпильман
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
директор
crru@crru.ru

Мы создаем уровень понимания недропользования, соответствующий современным международным уровням

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

– Центру рационального недропользования исполняется 25 лет. Как Вы видите основные направления работы Центра в настоящее время и на ближайшую перспективу?

Центру 25 лет, и за эти два с половиной десятилетия он прошел интересный и сложный путь в своем развитии. Все начиналось с первых карт, информационных пакетов для первых конкурсов по лицензированию недр. В настоящее время геологическое направление является одним из определяющих в работе Центра рационального недропользования. За эти годы была создана модель геологического строения всего осадочного чехла и доюрских отложений, составляющих фундамент Западно-Сибирской провинции. Эти работы продолжаются постоянно, поскольку появляются новые данные, новая геологическая информация, дающая возможность строить новые карты, разрезы, определиться с новыми районами поиска и перспективными направлениями. Все это делает Центр одной из ведущих геологических организаций не только в Западной Сибири, но и в России, поскольку позволяет решать широкий круг задач и на федеральном уровне.

Если отметить последние из таких сложных и многоплановых работ это, например, геологическая модель строения и нефтегазоносности сначала Карабашской, и затем Юганско-Колтогорской поисковых зон. Собственно, поисковые зоны и были выделены сотрудниками Центра, как направление перспективных работ в ХМАО – Югре. Затем эти идеи поддержали на федеральном уровне, поисковые зоны были выделены по всей России. Работы включали выполнение сейсморазведки, тематические исследования, исследования керна и флюидов. Центр возглавлял эту работу, в ней приняли участие несколько научно-исследовательских институтов. Так в Юганско-Колтогорской поисковой зоне работали три сейсморазведочные компании, которые выполнили значительный объем сейсморазведочных работ 2D и один региональный профиль по Колтогорско-Толькинскому прогибу. Это и остается одним из ведущих направлений работы Центра, поскольку без геологической основы развитие других направлений либо невозможно, либо крайне затруднительно.

Вторая важная задача Центра – мониторинг разработки. Созданные компьютерные программы помогают детально оценивать каждую добывающую скважину из более, чем 100 000 нефтяных скважин на территории округа. Это позволяет выявлять закономерности развития нефтяной отрасли и, в конце концов, делать прогнозы. Один из прогнозов по добыче, выполненный Центром в 2008 году, до сих пор исполняется с точностью 98–99%. Такие прогнозы могут быть сделаны только на основе мониторинга реальных данных и реального знания закономерностей разработки месторождений. Они дают возможность делать программы социально-экономического развития на конкретных, а не гипотетических цифрах. Эти цифры в конечном итоге основываются на знании ресурсной базы, для этого Центр долгое время занимается подсчетом ресурсов и запасов, мониторингом ресурсной базы.

Подсчет ресурсов выполнялся Центром и официально в рамках федеральных программ. В 1999 и 2012 гг. две официальные оценки были приняты и утверждены Комиссией Министерства природных ресурсов и составляют основу всех расчетов по развитию нефтяной отрасли. В ежегодно подготавливаемом Балансе запасов значительный вклад приходится на долю сотрудников нашего Центра, которые уточняют характеристики залежей, сверяют данные с протоколами Государственной комиссии. Эта работа позволяет прогнозировать не на год-два, а на десятилетия вперед оценивать развитие целых территорий и возможности крупных НГК.

Интересны также работы, выполняемые нашими экологическими службами. Многие годы экологи занимались полевыми работами по мониторингу загрязнения окружающей среды – брали пробы воды, пробы донных отложений для определения путей улучшения экологической ситуации. В настоящее время экологи Центра выполняют работы по обследованию скважин. Нужно сказать, что многие из этих скважин старые, им больше 20 лет, они поросли лесом и находятся в очень труднодоступных местах, поскольку это поисковые и, частично, разведочные скважины. Большинство из них не стоит рядом с дорогой – это болота, леса, следовательно, требуется вертолетный, снегоходный, водный транспорт, чтобы просто добраться до них. Нужны еще и знания того, как обследовать скважины. Сейчас по заказу Правительства ХМАО экологи Центра обследуют более 200 скважин в год, составляют отчеты, фотографируют состояние, оценивают загрязнения, если они есть. Впервые центр решает экологические проблемы вместе с техническими.

В Центре мы объединили отделения инфраструктуры и экологии, они совместно решают и проблемы обустройства, трубопроводов, их старения, и проблемы экологии. Ведь в основном загрязнение идет от того, что старе-

ют трубопроводы, эту проблему нужно решать комплексно. Это объединение, на мой взгляд, привело к положительному синергетическому эффекту и развивается в нужном направлении.

Многое сделали экономисты Центра. Ими впервые выполнена детальная экономическая оценка ресурсов территории ХМАО – Югры по федеральному заказу. Использовались новые приёмы по оценке, новые методики, которые также были разработаны в Центре. Я думаю, что и в дальнейшем будут предлагаться и получать свое развитие новые методики. Поскольку современные оценки содержат много неопределенностей. В частности, вызывает особый вопрос использование коэффициентов дисконтирования – когда оказывается, что большинство запасов нерентабельны, а на самом деле это может быть только в расчетах.

Много сделано и в области лицензирования недр – идет подготовка предложений для Правительства ХМАО, на основании которых правительство формирует свои предложения для Роснедра.

В последнее время Центр много занимается геологическим строением и нефтегазоносностью баженовской свиты. Объект, безусловно, крайне интересный с научной точки зрения. Во всем мире сланцевый бум породил множество направлений, технологий, путей освоения, которые могут быть внедрены, я думаю, и при освоении баженовской свиты. Центр много лет трудился над изучением керна баженовской свиты, но наибольший толчок работы получили после того, как эта задача определена первоочередной губернатором ХМАО Н.В. Комаровой. И буквально через два года крупная международная компания «Тоталь» заключила с Центром контракт на изучение баженовской свиты. Контракт был успешно выполнен, и только международные санкции остановили наши совместные работы в этой области.

Но нужно отметить, что мы продолжаем изучение сланцев в международном масштабе. У нас проводятся исследования керна по заказу ПО «Беларуснефть». Мы выполняем работы по обоснованию перспектив нефтегазоносности и поиску оптимальных путей разработки битуминозных сланцев Припятского прогиба на территории Белоруссии.

Работы продолжаются, их реальным развитием стало решение о создании совместного Центра исследования керна с крупнейшей нефтегазодобывающей компанией России, а я думаю, и мира – «Газпром нефть». Компания создает научный полигон по внедрению технологий добычи. И наши специалисты, и специалисты Газпром нефти понимают, что необходимы испытания тех или иных технологий на реальных образцах керна. Выбор технологий будет основываться на изучении свойств керна, флюидов. Мы думаем, что реализация проекта «Центр исследования керна» получит большое развитие, в том числе научное – по исследованию сланцевых пород.

Центр в последнее время выполняет множество таких работ, которые даже не предполагались при его основании. Исследуются общераспространенные полезные ископаемые, песок, готовятся предложения по лицензированию. Также изучается вода, и это тоже отдельная область лицензирования недр в сфере использования водных ресурсов. Твердые полезные ископаемые, которыми богато Предуралье, также изучаются Центром, пусть не в больших масштабах. Поскольку в настоящее время в целом сократились работы по их освоению на Предуральской территории, на территории Урала в ХМАО, развитие этих работ будет зависеть от общей ситуации во всем регионе. Будут проводиться реальные полевые работы, будет расширяться и деятельность Центра.

Много Центр делает и по развитию информационных технологий. Базы данных все время совершенствуются, появляются новые. Нужно сказать, что базы живут своей жизнью, какие-то устаревают, заменяются новыми, также точно, как карты. Если посмотреть на карты, созданные Центром 25 лет назад, мы увидим даже некоторую «детскость» в их построении. Первые карты выглядели достаточно схематично, а сегодняшние карты изобилуют множеством деталей или покрытий, как их называют в терминах GIS-систем. Эти карты содержат в себе множество разнородной, но при этом обобщенной информации. Вся информация согласована. Структурная поверхность с нефтеносностью наложена на экологический и инфраструктурный фоны. Такая комплексность была положена в основу создания Центра. В те годы мы говорили о единой интегрированной базе, это осталось актуальным и сейчас. Важно, что мы интегрируем все знания в области, которая определяется даже не границами ХМАО. Мы работаем и за границами ХМАО по территории Западной Сибири, где построено множество карт в рамках федеральных проектов. Опыт наших программистов, базистов, тех, кто в Ханты-Мансийске ведет территориальный фонд информации, дает в конечном итоге Центру информационное и программное обеспечение. Поэтому мы можем решать поставленные задачи на очень высоком научном и технологическом уровне.

– Центр создавался Владимиром Ильичом Шпильманом с определенным замыслом. Были какие-то мечты, цели. Что сбылось, а что нет?

Я думаю, что в те трудные 1990-е годы Центр создавался не с замыслом, а была очень сложная ситуация в развитии научных геологических центров. Все разрушалось, и тогда отец практически просто спасал научное геологическое сообщество, и нашел способ спасти его – опереться на Ханты-Мансийский округ, на его руководителей и создать даже не геологическую службу, а научно-аналитическую службу сопровождения государственных решений в области недропользования. Это удалось полностью. Это все было реализовано до 2000 года. Но, к сожалению, после ухода из жизни Владимира Ильича пришлось решать совершенно другие задачи. И это связано только с одним вопросом – были отменены полномочия субъектов федерации в области недропользования. Оставлены очень маленькие полномочия, по песку, по воде, но не по нефти и газу, не по ценным полезным ископаемым. Это было все передано в федерацию. Таким образом у Центра возник очень сложный вопрос: нет полномочий у округа, который финансирует, развивает Центр, а задачи необходимо решать. Практически нам пришлось меняться, сначала была изменена схема взаимодействия с федеральными органами, мы выполнили большое количество договоров по заказу федеральных органов. Это и подсчет потенциальных ресурсов в 2001 и 2012 гг. Это и последние проекты в Юганско-Колтогорской мегавпадине, куда аккумулировались все знания, вся информация по заказу Уралнедра, в конечном итоге – Роснедра. Была аккумулирована информация и построены геологические модели, определены критерии поиска. Прошло совсем немного времени, мы сейчас работаем в другой схеме отношений. Я считаю – то, что задумывал мой отец, все удалось, на тот момент, когда он это задумывал.

Мы пытаемся создать тот уровень науки, тот уровень понимания недропользования, который соответствует самым современным международным уровням

Удалось ли мне как-то решить эту проблему изменения статуса во многих вопросах управления, вопросах государственного управления, я не знаю, это оценит кто-то после меня. Но нужно отметить, отмечая 25-летие, что Центр сохранен. За эти годы исчезло множество организаций, а если какие-то и сохранились, они обычно добывают нефть. Центр нефть не добывает, и во-многом поддержка Ханты-Мансийского округа обеспечивает то, что не на федеральном, а на уровне субъекта федерации существует такой мощный научно-аналитический Центр. И это объяснимо, потому что округ добывает почти половину нефти в России, и, видимо, государственные органы ХМАО, в том числе губернатор Наталья Владимировна Комарова, понимают, что необходимо иметь такой Центр, чтобы управлять таким сложным нефтяным хозяйством. Управлять в рамках своих полномочий, управлять, договариваясь с федеральными органами, как-то контролировать ситуацию.

Работы, сделанные округом, интересны не только с позиции управления, но и с позиции науки. Мы выпустили прекрасные атласы со всеми картами. Это и атлас геологии и нефтегазоносности Ханты-Мансийского округа, и атлас геологического строения и нефтегазоносности неокомского комплекса ХМАО-Югры, это атлас месторождений нефти и газа ХМАО-Югры, атлас экологии, природных ресурсов и социально-демографического развития ХМАО-Югры. Мы выпустили множество статей, изданий. Мы проводим научную конференцию, которая собирает 200–300 человек. Я считаю, что это все свидетельствует о том, что мы пытаемся создать тот уровень науки, тот уровень понимания недропользования, который соответствует самым современным международным уровням. Это не голословное утверждение, с нами работала такая компания как «Тоталь», пятая компания по добыче в мире. Я слышал отзывы руководителей компании, которые говорили, что у нас прекрасный уровень. Мы работаем сейчас с российскими компаниями – Сургутнефтегаз, Роснефть, ЛУКОЙЛ, и я ни разу не услышал, что уровень нашей организации низкий или недостаточный. Да, нам иногда недостаточно финансирования, мы как-то стараемся выжить, но научный уровень у нас достаточный, я в этом уверен. Будут новые времена, будут новые проблемы, будут новые вызовы. Их может уже и не мне придется решать, но их придется решать. И я надеюсь, что Центр удастся сохранить, просто потому, что у Центра очень высокий уровень.

– Александр Владимирович, мы знаем, что Вы работаете в ООН по гармонизации классификации запасов и ресурсов нефти и газа. Зачем проводится эта работа и каковы ее результаты?

Работе по гармонизации классификации уже много лет, а может быть, десятилетий. В свое

время Комиссия по энергетической стабильности ООН внедрила новую классификацию, но касалась она в основном углей, это тоже энергетический ресурс, но несколько другой, это твердые ресурсы. Было принято решение экспертами, специалистами со всего мира, что можно адаптировать данную классификацию по углям к ресурсам и запасам нефти и газа. И сделать ее некоторой рамочной Классификацией. Дело в том, что в мире не одна, не две, а десятки классификаций, я думаю. Во всяком случае – больше десяти. Есть национальные классификации, есть классификация России, классификация Китая, Норвегии, Канады. Это как разные языки. Но люди могут говорить и на одном языке. Есть и международные классификации, одна из них называется *PRMS* – это классификация инженеров-нефтяников всего мира, но базис этой организации находится в США. Есть другая, которая называется *SEC* – это классификация, по которой мы считаем стоимость компаний для оценки стоимости их акций и т.д. Существует множество классификаций, и хотелось понять, нельзя ли в ООН, в международной организации договориться – нельзя ли эту классификацию использовать для того, чтобы как зонтик объединить классификации и понять, как они соотносятся.

Многие страны пытались решить эту задачу. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых пригласила меня к решению этой задачи два года назад, и нам удалось в течение этих двух лет создать документ, который называется «Гармонизация российской классификации и классификации ООН». Мы сделали это первыми в мире, и многие специалисты Центра участвовали в этом. Я был членом группы *TAG* по энергетической стабильности, и нам удалось найти те решения, которые позволяют связать классификацию России и классификацию ООН. Потребовало это больших усилий, но нам это удалось. И большое собрание специалистов со всего мира, в котором участвовали десятки стран, признало, что классификация России гармонизирована с классификацией ООН, т.е. стало понятно, как переходить от запасов в классификации России к запасам РК ООН. Нужно отметить, что это очень важно, потому что до нас РК ООН была гармонизирована только с одной классификацией – *PRMS* (не национальной, а международной). Я считаю, мы сделали большой шаг вперед, мы этого добились.

Второй шаг, который мы сделаем сейчас, это разработка примеров (*Case Studies*) – как гармонизировать реальные подсчеты запасов с международной классификацией. Работа это очень интересная, она требует понимания основ классификаций запасов и практики применения некоторых теоретических основ создания классификаций. Нам удалось уже принять два примера по запасам и ресурсам, которые показывают, как гармонизировать российскую классификацию и классификацию ООН. Вслед за нами идут наши китайские коллеги, я думаю, они уже вышли с документом, и возможно, в сентябре, если не будет особых сложностей, он будет утвержден ООН. Это будет вторая национальная классификация, гармонизированная с ООН. Мы считаем, что это позволит сопоставить все классификации мира, иметь механизм – как сопоставлять запасы и ресурсы, подсчитанные в одной классификации, с запасами и ресурсами по другой классификации.

Некоторые идеи, конечно, являются утопическими, но простые задачи что-то редко приходится решать в последние годы. Это одна из сложнейших задач, она затрагивает вопросы философского плана – как создают классификации, как нужно их применять. Я работаю с большим удовольствием в этом Комитете и его рабочих группах, потому что очень хорошие специалисты со всего мира работают вместе со мной, и мы добиваемся результатов вместе.

– Добыча в ХМАО снижается последние 8 лет. Существуют ли методы ее стабилизации?

Добыча в Ханты-Мансийском автономном округе снижается из-за того, что месторождения, введенные в разработку 30–40 лет назад, начинают истощаться. Когда выработанность превышает 60–70%, когда обводненность возрастает до 80–90%, добыча будет снижаться, исходя из состояния ресурсной базы. А поскольку таких месторождений в провинции, которая разрабатывается уже более 50 лет, очень много, их доля очень высока, то и снижение добычи закономерно. Не было других сценариев развития добычи. Центр в 2008 г. сделал прогноз добычи по Ханты-Мансийскому округу. Сейчас, в 2018 г., через 10 лет, прогноз совпадает с реальной добычей с точностью до 1 млн т. Это говорит о хорошем знании специалистами Центра ресурсной базы и закономерности нефтедобычи. Это сочетание позволяет делать очень точные прогнозы. С другой стороны, это говорит о том, что никакие факторы, ни снижение цены на нефть, ни какие-то внешние факторы существенно не повлияли на добычу нефти в ХМАО. На добычу нефти влияет только состояние ресурсной базы. Компании развиваются максимально мощно, как только они могут. Они пытаются обеспечить максимальное развитие, но состояние ресурсной базы, увеличение доли

трудноизвлекаемых запасов, увеличение обводненности, увеличение сложности в разработке месторождений приводит к снижению добычи. Это закономерный процесс.

Если говорить о стабилизации – существуют уровни стабилизации добычи по всем провинциям. Это очень интересная тема, ее изучают многие исследователи. Я думаю, что уровень стабилизации добычи в ХМАО находится в пределах 150–170 млн т. Когда добыча в округе достигнет этого уровня, может быть – ниже, может быть – чуть выше, трудно прогнозировать, я не уверен, что это вообще в мире кто-то прогнозировал, но эти полки всегда встречались. Я думаю, что на уровне 170 млн т возможна стабилизация. Что это означает? Что в течение 5–10 лет уровень добычи будет держаться на этой полке, чуть выше, чуть ниже каждый год, и это тоже – закономерность освоения ресурсной базы. Мне кажется, это наступит за 2030 годом. На 2030 г. пока наш прогноз – 190 млн т. Мне кажется, стабилизация наступит на уровне, который будет несколько ниже. Это очень интересный вопрос, Центр только начал им заниматься. Я думаю, нам еще будут поручены правительством округа задачи, которые позволят определить уровень стабилизации.

– В 2017 г. вышло новое руководство по подсчету запасов баженовской свиты. Какое участие Центр принимал в его разработке?

Специалисты Центра много занимались вопросами изучения геологического строения, закономерности нефтегазоносности, отдельными аспектами освоения баженовской свиты. В течение 3–4 последних лет был наработан значительный опыт, поэтому многие специалисты участвовали в разработке этого документа. Временное методическое руководство создавалось по инициативе Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых под председательством ее генерального директора И.В. Шпурова. Для того чтобы решить сложные вопросы, которые накопились в результате применения новой классификации запасов и ресурсов, для применения новой российской классификации, которая внедрена в России с 2016 г., к сланцевым породам. Для сланцевых пород все несколько иначе, чем для стандартных коллекторов. Меняется само понятие залежи, нет водонефтяных контактов, поскольку там вообще немного воды и она находиться там в связанном остаточном виде, а залежи приобретают вид нефтяных полей, границы которых очень трудно установить. К тому же, сложны выяснение петрофизических зависимостей, построение моделей геологического строения. Участие принимали многие специалисты Центра, не только я – В.А. Волков, Ю.А. Кузьмин, еще ряд специалистов. Они не просто принимали участие – писали некоторые разделы, выносили их на обсуждение рабочей группы, затем экспертной группы, высказывали свое мнение, я считаю – это работа очень полезна. Принятие временного методического руководства еще не закончилось, сейчас эта работа продолжается Центром рационального недропользования – нам поручена апробация этого руководства, т.е. его применение на реальных месторождениях, на реальных залежах. Для этого принято решение рассматривать баженовские залежи, запасы здесь в Тюмени с привлечением специалистов Научно-аналитического центра. Работа началась и будет продолжаться в течение ближайших лет. Баженовская свита – тот объект, в котором очень много еще не понято, его еще предстоит исследовать, для этого специалисты Центра во многом готовы к работе.

– Что бы Вы хотели пожелать сотрудникам НАЦ РН на 25-летний юбилей?

Я очень хочу пожелать творчества. Именно творческие процессы рождают открытия, рождают успехи в научной сфере, в том, чем мы занимаемся: в геологии, аналитической сфере или каких-то смежных дисциплинах. Важно состояние творчества, состояние научного поиска, я очень хочу пожелать, чтобы это состояние нас всех не покидало.

Я хочу пожелать, чтобы наш коллектив был дружным, чтобы нам было приятно видеться друг с другом каждый день, приходя на работу. Чтобы нам приятно было общаться. На мой взгляд, это очень важно, я не приемлю западные схемы, где все работают как роботы. Я считаю – наше общение на работе, к которому я привык, наше состояние, когда мы понимаем, что мы работаем вместе, что мы делаем что-то вместе – это очень важно.

Я, конечно, хочу пожелать всем здоровья! Здоровья самим работникам Центра, специалистам, ученым Центра. Здоровья семьям, детям! Чтобы всем было приятно возвращаться домой, чтобы все были здоровы – это ведь самое главное. Все остальное, как говорится, заработаем, а вот здоровье нужно беречь. Я хочу пожелать, чтобы все получали удовольствие от своей работы, удовольствие от людей, которые окружают, удовольствие от результатов.

Когда я вижу атласы, книги, журналы, которые издает Центр, когда я слышу отзывы о работе Центра, я от этого получаю удовольствие, чего желаю и всем работникам, и сотрудникам НАЦ РН.

ИСТОРИЯ: ЦИФРЫ И ФАКТЫ

Александр Владимирович Шпильман.

Директор Автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана».

1993. Первым директором назначен Владимир Ильич Шпильман, доктор геолого-минералогических наук. Центр принял участие в организации первых конкурсов на 8 месторождений нефти и газа.

1993-2005. В соответствии с проектами геологоразведочных работ, разработанных Центром, открыто 107 месторождений нефти с запасами по сумме категорий C_1+C_2 – 409,6 млн т нефти.

1994. Приобретено и установлено оборудование и запущены компьютерные программы по контракту с *ControlDATA*, сформирована интегрированная база данных ЦРН. Выпущен первый ежегодный сводный отчет «Недропользование в ХМАО-Югре». Подготовлены первые информационные пакеты на аукционные и конкурсные участки. Выполнены аналитические обзоры «Анализ ресурсной базы нефтедобычи» по ряду компаний на территории округа (ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Мегионнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз», «Юганскнефтегаз»).

1995. Построена региональная структурная карта по горизонту «Б», в 2003 г. построена карта по горизонту «А».

1996. Создано Тюменское отделение Центральной комиссии по разработке (ТО ЦКР) по ХМАО-Югре. В 1996-2010 гг. рассмотрены более 3500 проектных документов по месторождениям нефти и газа.

1997. Проведена первая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа», в 2017 г. – XXI-я конференция.

1998. Выпущена новая Тектоническая карта под редакцией В.И. Шпильмана.

1999. Выпущен первый номер журнала «Вестник недропользователя»; всего выпущено 29 номеров. Директором Центра назначен Эдуард Александрович Ахпателов, кандидат технических наук.

2000. Разработана Концепция поисковых геологоразведочных работ на территории ХМАО – Югры. Разработана Концепция работ по организации геологического изучения недр и восполнения ресурсной базы УВ ХМАО – Югры до 2030 г. Защи-

щена работа по теме «Технико-экономические предложения по освоению недр района Юганской впадины». Приобретен программно-технический комплекс обработки и интерпретации сейсмических данных.

2001. Центру присвоено имя В.И. Шпильмана. Введен в эксплуатацию банк первичной информации в Ханты-Мансийске. Созданы перспективные проекты строительства автодорог Ханты-Мансийск – Нягань, Тюмень – Ханты-Мансийск (2004 г.), нефтепровода Западная Сибирь – Мурманск.

2002. Переезд в новое здание СУР в г. Ханты-Мансийске.

2003. Введено в эксплуатацию окружное государственное кернохранилище в Ханты-Мансийске. Объем керна в настоящее время составляет 224 тыс. м. Сформирована первая программа лицензирования недр на территории ХМАО – Югры на 2000-2005 гг., утвержденная совместно МПР РФ и Правительством автономного округа.

2004. Издана работа «Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа», в которой представлены результаты эксплуатации месторождений ХМАО – Югры с 1964 г. Выполнена и защищена работа по теме «Количественная оценка потенциальных ресурсов УВ ХМАО – Югры». Коллек-

тиву Центра присужде- на областная премия им. В.И. Муравленко в области научных и технических достижений по созданию и внедрению «Мониторинга разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Издан Атлас «Геология и нефтегазоносность ХМАО – Югры».

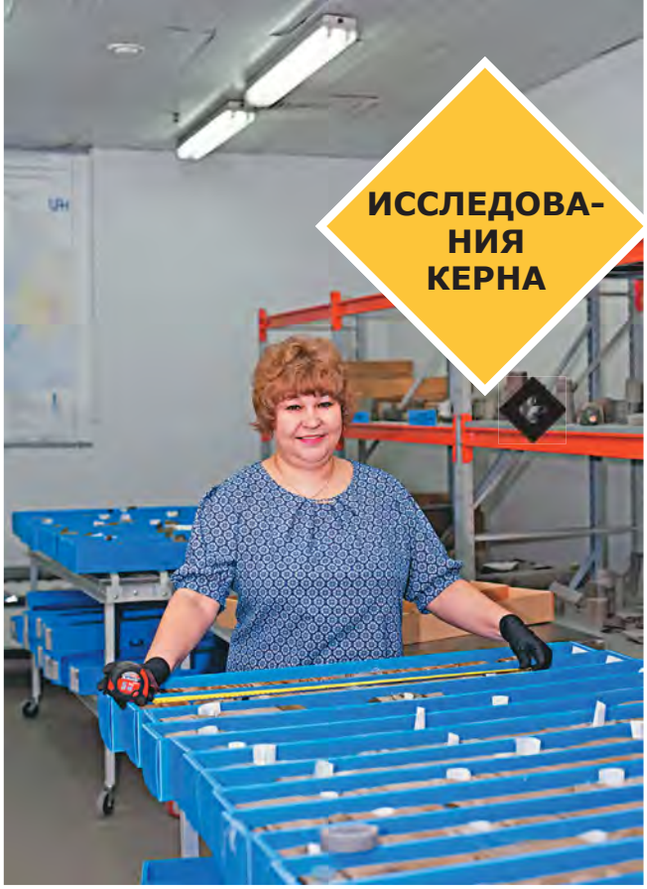
2005. Директором Центра назначен Александр Владимирович Шпильман, кандидат геолого-минералогических наук. Издан Атлас «Особо охраняемые природные территории и леса ХМАО – Югры».

2005, 2008, 2012. Центру присвоено звание «Лучшее предприятие, учреждение, организация» г. Ханты-Мансийска.

2006. Переезд в новое здание в г. Тюмени. Решением Министерства природных ресурсов, Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) г. Москвы (приказ № 811 от 19.09.06) Северо-Рогожниковское месторождение переименовано в месторождение им. В.И. Шпильмана.

2007. Издан Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса ХМАО – Югры». Центр награжден Международным орденом Преображения II степени за стратегические достижения и сертификатом «Экологический стандарт» за достижения в области экологии.

2008. Стартовало новое направление «Компьютерное моделирование нефтегазоносных систем». Подписано соглашение о сотрудничестве с *Beicip Franlab*, дочерним предприятием *IFP* (Франция). Выполнен федеральный государственный контракт «Создание детальной модели геологического строения нижне-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ. Разработана Энерге-



тическая стратегия Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 г.

2009. Разработаны методические рекомендации по оценке стоимости поисково-разведочных скважин на нефть и газ, построенных за счет средств государства. Создан «Геопортал ХМАО – Югры» для информационного обеспечения органов власти и принятия решений в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. Защищен отчет на тему: «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду территории освоения Приполярного Урала и разработка требований к размещению производственных объектов, обеспечивающих допустимое воздействие на окружающую среду» в рамках мегапроекта «Урал Промышленный – Урал Полярный».

2010. Завершена полная ревизия фонда перспективных объектов ХМАО – Югры. В Ханты-Мансийске создано отделение банка данных первичной геолого-геофизической информации, объединившее пять лабораторий. Базы данных переведены на новую программную платформу *Intel* под *OS LINUX RHE5*. Завершены трехлетние работы по переоценке запасов углеводородов по новой классификации 2005 г. По 182 залежам 89 месторождений нераспределенного фонда недр ХМАО – Югры, подготовлены отчеты для прохождения Государственной экспертизы пересчитанных запасов в ФГУ ГКЗ «Роснедра».

Выполнена работа по экономической оценке запасов нефти и газа нераспределенного фонда недр ХМАО – Югры.

2011. Вступило в силу распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры о преобразовании Центра из государственного предприятия в Автономное учреждение. Издан Атлас «Экология, природные ресурсы и социально-демографическое развитие Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Разработана технология формирования цифрового структурного каркаса осадочного чехла региона.

2012. На Центральной комиссии по ресурсам (Роснедра) защищен отчет по теме: «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата За-

падно-Сибирской НГП (ХМАО – Югра) по состоянию на 01.01.09», подготовленный в рамках переоценки УВ РФ. Выполнены контракты по заказу иностранных компаний ООО «Тоталь Разведка Разработка

Тимано-Печора» (Франция), «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (Нидерланды).

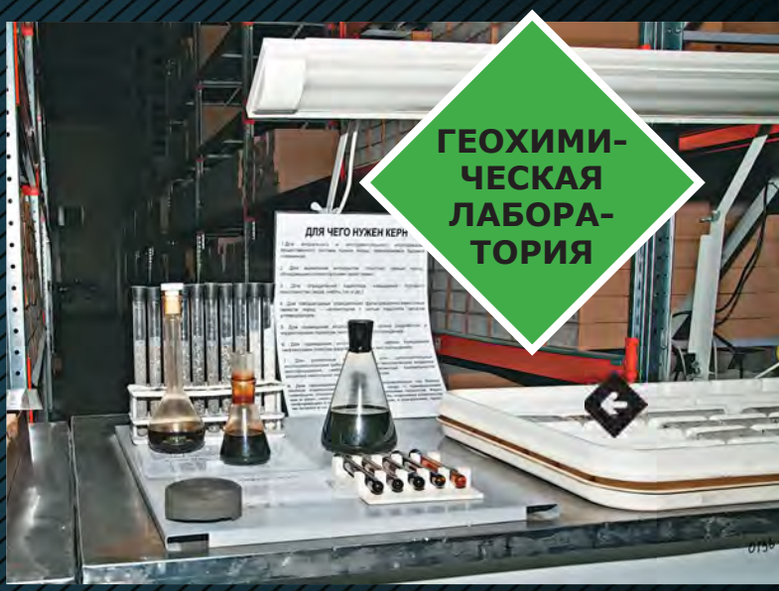
2013. Приобретено оборудование для исследования керна в пластовых условиях. Выполнены крупные тематические работы по контрактам с ООО «Лукойл – Западная Сибирь» и ООО «Тоталь Разведка Разработка Тимано-Печора». Издан Атлас месторождений нефти и газа ХМАО – Югры.

2014. Выполнены тематические работы по заказам ВНИГНИ, ООО «Талинское». Завершено выполнение федерального контракта «Уточнение геолого-геофизической модели геологического строения, выявление прогнозных зон нефтегазонакопления в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны».

2015. Выполнены контракты по заказам СНИИГГиМС, ООО «Тоталь Разведка Разработка Тимано-Печора», ООО «Талинское». Завершено выполнение федерального контракта «Комплексные гео-

лого-геофизические работы по изучению глубинного строения, оценке перспектив нефтегазоносности и технико-экономическому обоснованию освоения недр Юганско-Колтогорской зоны». Приобретено оборудование для пиролитических исследований пород.

2016. Завершено выполнение субподрядных договоров по федеральным контрактам «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», «Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания центральной части Западной Сибири (ХМАО – Югры)», «Обоснование перспективных зон нефтегазонакопления Сабунского и Ляминского НГР в Западно-Сибирской НГП на основе построения структурных моделей и анализа совокупности геологических данных». Приобретено оборудование для изучения



минералогического и химического состава пород.

2017. Выполнены тематические работы по заказу ФГУНПП «Геологоразведка», ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз», ООО «Лукойл – Инжиниринг». Начаты работы на научном полигоне «Баженовский». Заключено Соглашение между Федеральным агентством по недропользованию и Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по вопросам приема на хранение, обработки и исследования керна. Разработано и введено в действие ГКЗ «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции».

2018. Завершено формирование и оснащение геохимической лаборатории Центра. Выполнен контракт с РУП ПО «Белоруснефть».

Центру 25 лет! С Юбилеем!!!

В настоящее время в структуре Центра 15 подразделений, работает 246 человек, в том числе 1 доктор и 16 кандидатов наук.

В.А. Волков
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
заместитель директора по научной работе
volkov@crru.ru

Перспективы сланцевой «революции» в Югре – самые радужные, но технология разработки баженовской свиты еще не выработана

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

– Как разные недропользователи решают задачу обеспечения полноты геологического изучения недр ЮГРЫ?

По состоянию на 1 января 2018 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа 109 недропользователям предоставлена 551 лицензия – на право пользования недрами: 119 – на геологическое изучение с целью поисков и оценки углеводородного сырья (НП); 122 – на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу – «совмещенные лицензии» (НР); 309 лицензий – на добычу нефти и газа (НЭ); одна лицензия – на эксплуатацию подземного хранилища газа. Лицензии принадлежат 109 предприятиям. Основными держателями лицензий являются крупные вертикально-интегрированные компании – 377 долгосрочных и 46 поисковых лицензий. Независимые компании-недропользователи владеют 63 лицензиями на разведку и добычу углеводородного сырья и 70 лицензиями – на геологическое изучение

Рис. 1.
Распределение аннулированных лицензий по степени выполнения обязательств

недр. СП ВИНКов имеют право пользования на 12 участков недр на разведку и добычу УВ и на 7 участков – на геологическое изучение с целью поиска и оценки месторождений УВС.

В 2017 г. геологическое изучение недр осуществляли 25 недропользователей (из них 17 компаний – дочерние предприятия ВИНКов) на 134 лицензионных участках, т.е. только на каждом четвертом участке. Эта цифра (1/4) вполне характеризует интенсивность работ по изучению недр. В целом по ХМАО-Югре проходка поисково-разведочного бурения составила 332,7 тыс. м, объем площадных сейсморазведочных работ 2D – 4073 км, 3D – 3979 км^2.

Лидерами отрасли являются ОАО «Сургутнефтегаз» – более 41% окружных объемов поисково-разведочного бурения и 22% сейсморазведки 2D, и ПАО НК «Лукойл» – 28% ПРБ и 40% поисковой сейсморазведки 2D. В последние два года к ним начала приближаться ПАО НК «Роснефть» (71 тыс. м ПРБ в 2017 г.), располагающая вдвое большими промышленными запасами и выполняющая работы по геологическому изучению в минимальном объеме – с 2004 по 2016 гг. ее доля в ПРБ ВИНКов составляет всего 8%. Доля неинтегрированных компаний стабильно низкая – около 10% ПРБ и 40% СРР 2D в 2005–2015 гг. и порядка 4% ПРБ и 10% СРР 2D в 2016–2017 гг.

Подходы (стратегии) компаний к проведению геологоразведочных работ заметно различаются – если ОАО «Сургутнефтегаз» активно участвует в освоении новых территорий, например Юганской и Фроловской мегавпадин, а также занимается геологическим изучением нижележащих горизонтов, то ООО «Лукойл-Западная Сибирь» осуществляет геологическое изучение на территориях, прилегающих к разрабатываемым месторождениям, и только в последние годы приобрела участки во Фроловской мегавпадине, по-видимому, в связи со сланцевым бумом. НК «Роснефть» на территории Югры поисковых лицензий не имеет.

Необходимо также отметить *хроническое невыполнение условий лицензионных соглашений, а с 2016 г. – условий проектных решений по геологическому изучению, на поисковых участках с краткосрочными лицензиями.* По результатам пользования недрами в 5-летний срок действия лицензии поисковые работы выполняются только дочерними компаниями ВИНКов. Невыполненные обязательства практически целиком приходятся на мелких и средних недропользователей при том, что на территории округа 60% поисковых участков принадлежит 29 независимым недропользователям.

Как правило, на поисковых участках выполняются в лучшем случае сейсморазведочные работы, поисковое бурение не проводится. Среди независимых компаний в этом отношении можно отметить только немногих: ООО «Каюмнефть» (на Западно-Каюмовском лицензионном участке проходка за 2004–2015 гг. – 53,3 тыс. м), СибГеко (на 9 поисковых участках с 2004 по 2014 гг. проходка – 37 тыс. м), АО НК «Конданефть» (на 3 лицензионных участках проходка за

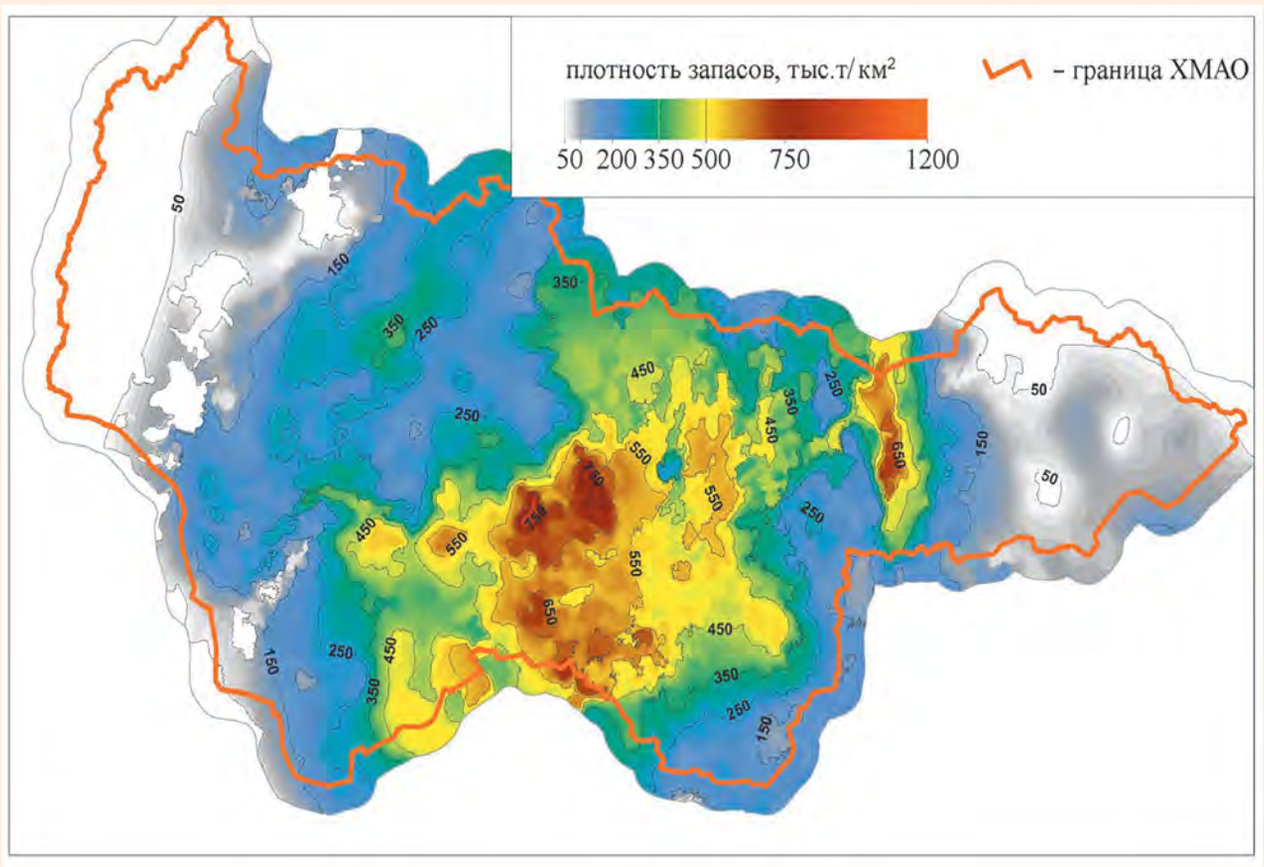


Рис. 2.
Плотность содержащихся в породах баженовской свиты ресурсов УВ

2012–2017 гг. – 40 тыс. м), ОАО «Инга» (на 2 лицензионных участках проходка за 2005–2015 гг. – 13,3 тыс. м), ООО «Развитие Санкт-Петербурга» (на Густореченском лицензионном участке проходка за 2013–2014 гг. – 11,5 тыс. м), ООО «Евротэк-Югра» (на 5 поисковых участках проходка за 2011–2017 гг. – 13,8 тыс. м), ООО «Меридиан» (на Южно-Владигорском лицензионном участке проходка за 2014–2015 гг. – 8,3 тыс. м), ООО «Хортица» (на Мултановском лицензионном участке проходка за 2013–2015 гг. – 6,9 тыс. м).

Количество независимых компаний, владеющих поисковыми лицензиями, уменьшилось в два раза, что связано с окончанием срока действия лицензий и отказом компаний от приобретенных участков по истечении 5-летнего срока геологического изучения в связи с невозможностью выполнения принятых обязательств по ГРР. Каждые 5 лет происходит обновление состава независимых недропользователей на поисковых участках практически наполовину. Причем на поисковые участки приходят, как правило, новые компании, не имеющие ни лицензий, ни опыта работы на территории округа.

За весь период лицензирования было аннулировано 227 поисковых и совмещенных лицензий по причинам отказа компаний, окончания срока действия, невыполнения условий по результатам проверок Росприродназора (таких всего 5).

– Как оцениваются перспективы сланцевой «революции» в ЮГРЕ?

Долгосрочные перспективы – самые радужные. Углеводородов в породах баженовской свиты содержится много. Мы произвели оценку геологических ресурсов, выполнив большое количество пиролитических исследований керна более 220 скважин по всей территории округа. Плотность ресурсов – от 250 до 750 тыс. т/км² (***рис. 2***), суммарная оценка превышает 120 млрд т нефти.

Подчеркну, что эта цифра отражает содержание нефти в породе свиты, а не количество нефти в области естественной продуктивности баженовской свиты. Таких ресурсов на балансе только 3,14 млрд т.

Нужно научиться извлекать хотя бы 20% от всех содержащихся в породе ресурсов! С этим пока сложнее, в краткосрочной перспективе не следует ожидать резкого роста добычи. В последние годы уровень добычи из баженовских отложений в Югре даже понизился с 750 тыс. т в 2014 г. до 540 тыс. т. в 2017 г. Обусловлено это целым рядом причин: небольшим числом еже-

Рис. 3.
Динамика приведенных к началу старта уплотненных дебитов нефти горизонтальных и наклонно-направленных скважин, работавших на отложениях баженовско-абалакского НГК

годно вводимых скважин; низкими средними дебитами скважин, быстрым снижением дебитов новых скважин. Следует признать, что технология разработки баженовской свиты еще не выработана. Средний уплотненный дебит ранее пробуренных горизонтальных скважин меньше, чем у скважин обычного профиля (***рис. 3***). В среднем он становится меньше через 3 года.

Поэтому даже технология массового разбуривания площади скважинами с горизонтальным окончанием и многозонным ГРП, обеспечившая успех «сланцевой революции» в Северной Америке, требует адаптации к условиям баженовской свиты, подбора технологии проводки скважин, дизайна ГРП, состава и объема пропанта. Важнейший аспект – снижение стоимости строительства скважины: ее стоимость должна обеспечивать разбуривание площади с плотностью, необходимой для достижения приемлемой величины КИН. Например, при плотности ресурсов 500 тыс. т/км^2 и достигаемом КИН 10% разбуривание с плотностью 3 скважины с километровыми горизонтальными окончаниями на 1 км^2 дает возможность добыть 50 тыс. т нефти, т.е. 16–17 тыс. т на одну скважину. Этого объема должно быть достаточно для покрытия издержек на строительство и обслуживание обслуживание трех скважин в течение их жизненного цикла, а также для обеспечения нужного уровня рентабельности.

Крупные нефтяные компании в настоящее время отрабатывают технологии разработки баженовской свиты. Наиболее амбициозная программа у Газпром нефти, которая осуществляет комплексную программу изучения строения свиты, отработку технологии бурения и освоения скважин, разработку программного обеспечения моделирования ГРП и симулятора для моделирования разработки, имея целевую задачу создания «фабрики коллектора». Отработка технологии начата на Пальяновском месторождении, получены первые обнадеживающие результаты.

РИТЭК на Средне-Назымском месторождении с 2008–2009 гг. опробует технологию термогазового воздействия. В добывающих скважинах изменился фракционный состав нефти (выросла доля легких фракций, снизилась плотность с 837 до 800 г/см^3) и газа (увеличился объем УВ газов, CO_2 и N_2), значительно (на 20–100 атм.) выросло пластовое давление, на 20 ^oC выросла пластовая температура. В 2018 г. планируют ввести уже третий участок с ТГВ, а после 2021 г. – начать промышленную эксплуатацию. Вместе с тем, бурение дублера скв. 219, через которую осуществлялось ТГВ на первом участке, и изучение ее керна показало, что только четвертая часть толщины свиты дренируется, а суммарная толщина подвергшихся процессу ТГВ («выгоревших») интервалов составляет всего 2,1 м. Это означает необходимость дальнейших экспериментов для охвата воздействием всего объема свиты.

Широкомасштабное освоение баженовской свиты позволит существенно снизить остроту проблемы наращивания ресурсной базы нефтяной промышленности. Это важная государственная задача, и было бы целесообразно принять государственные меры для снижения информационной закрытости компаний, организации технологических полигонов и консорциумов для минимизации дублирования при отработке технологий.

– Какие направления ГРР в ЮГРЕ Вы считаете наиболее перспективными?

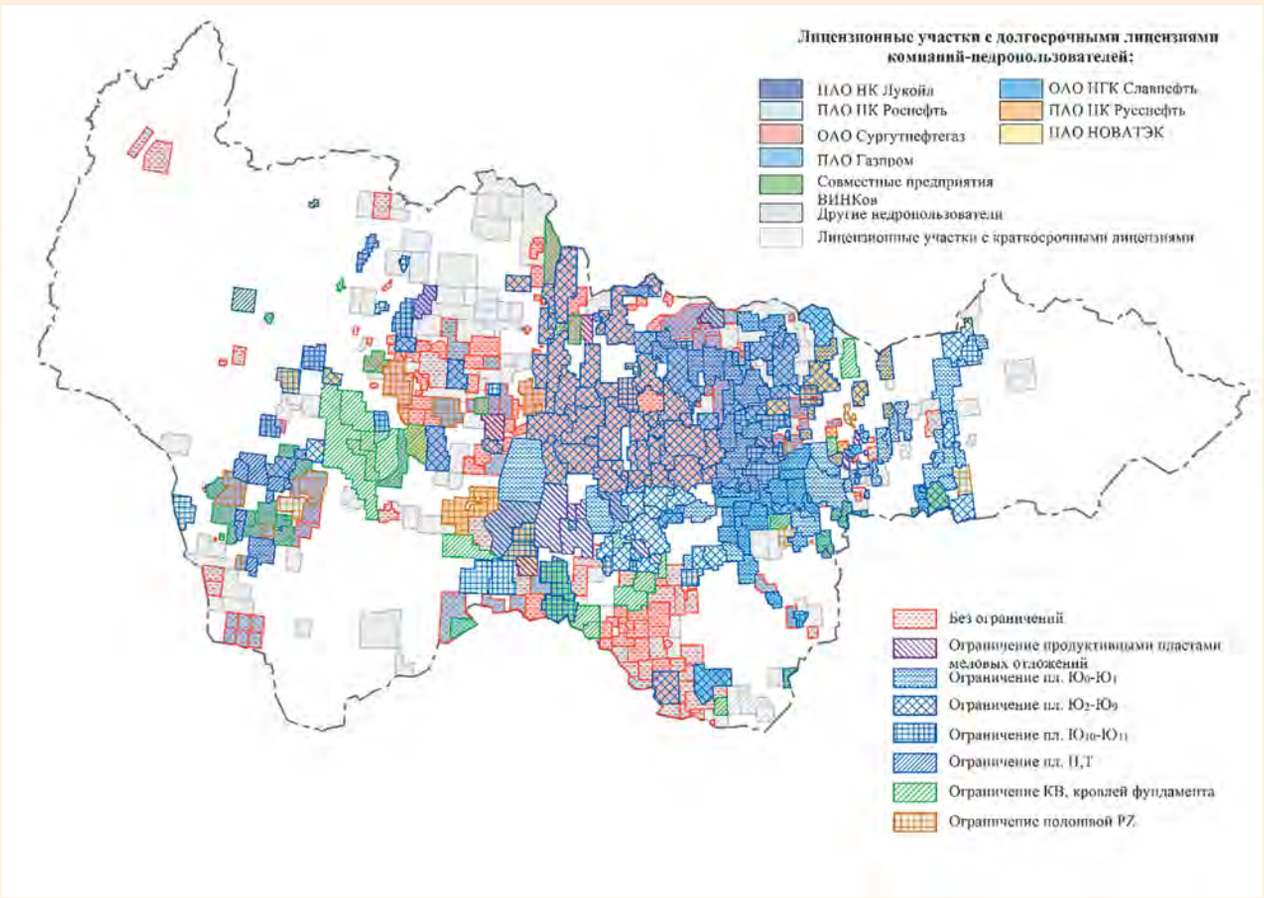
У нас остались, не считая крайних восточных и западных земель, три относительно слабоизученные зоны: Карабашская, Колтогорская с примыкающими к ней Тюменским и Пякупурским мегапрогибами и Сергинско-Казымская. В Карабашской зоне, где в последние годы сделаны серьезные открытия – Оурьинского месторождения (ЗАО «Евротэк-Югра») с залежами в отложениях леушинской и викуловской свит и месторождения им. А. Жагрина (ООО «Газпромнефть-Хантос») с залежами в пластах $АС_9$-$АС_{11}$, имеются территории площадью более 20 тыс. км^2, на которых даже не проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ. Нам удалось «пробить» проведение в 2013–2017 гг. за федеральные средства 4 тыс. км рекогносцировочно-поисковой сейсморазведки 2D на Заозерной и Западно-Заозерной площадях с плотностью 0,6–1 км профилей на 1 км^2, но этого крайне недостаточно для повышения привлекательности зоны.

Сергинско-Казымская зона, расположенная севернее Красноленинского свода, также располагает значительными по площади слабоизученными участками. В последние годы компании начали приобретать в ней участки – возможно, в связи с открытиями в викуловских, среднеюрских, баженовских и доюрских отложениях (месторождения Рогожниковское, им. В.И. Шпильмана, группа Назымских, Восточно-Сергинское и др.), но процесс развивается не слишком быстро. В 2014 г. на Амнинском вале открыты залежи Алексеевского месторождения в пластах $Ю_2$ и $Ю_{10}$ в скв. № 266, расконсервированной через 49 (!) лет после начала ее бурения. Залежи в средней и нижней юре Амнинского вала прогнозировались НАЦ РН еще в 2003 г., но расположенное рядом с Алексеевским месторождением на этом же вале поднятие не опоисковано до настоящего времени!

Значительная по площади прогнутая зона между Нижневартовским сводом и Александровским и Бахиловским мегавалами, осложненная Варьеганским и Тагринским мегавалами, также ждет своего изучения.

Кроме того, имеются обширные площади распределенного фонда недр (***рис. 4***), на которых имеется ограничение по глубине и возможность проведения работ по геологическому изучению,

Рис. 4.
Ограничения по глубине на лицензионных участках компаний



поиску и оценке нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений. Однако с 2007 г. было выдано всего 26 поисковых лицензий на нижележащие горизонты, а по состоянию на 1 мая 2018 г. действуют лишь 8 лицензий. Только ОАО «Сургутнефтегаз» выполняет значительный объем работ с целью опоискования глубоких горизонтов и верхних перспективных пропущенных объектов (за 3 года проходка составила порядка 142 тыс. м) – за счет углубления и забурки боковых стволов выведенных из эксплуатации эксплуатационных скважин разрабатываемых месторождений.

– Как Вы оцениваете новую парадигму академика А.Э. Конторовича о переходе к поиску и освоению мелких месторождений?

Сформулированная академиком А.Э. Конторовичем парадигма включает несколько аспектов, не только переход к поиску и освоению мелких месторождений. Фактически он представил в обобщенной форме все основные направления развития нефтяной промышленности: освоение ресурсов ряда регионов Восточной Сибири и бассейнов Северного Ледовитого океана; тщательная, ориентированная на более полное извлечение нефти разработка уже открытых и разрабатываемых месторождений; освоение мелких месторождений; освоение трудноизвлекаемых запасов и ресурсов.

По всем этим направлениям работы в последнее десятилетие проводятся и компаниями, и государством. Другое дело, что интенсивность работ, степень концентрации всех видов ресурсов не идет ни в какое сравнение с периодом освоения Западной Сибири. Совершенно согласен с Алексеем Эмильевичем, что для решения первой и четвертой из этих задач необходимо серьезное государственное участие – определение целей, организация государственно-частного партнерства в финансировании исследований и разработке технологий, создании промышленной инфраструктуры общего пользования и т.д. Иллюзии либеральных экономистов обходятся стране очень дорого. Механизм государственного управления крутится слишком медленно. Приведу один пример: в июне 2014 г. Президентом РФ дано поручение министру природных ресурсов РФ поддержать создание научного полигона «Баженовский» и только 17 мая 2018 г. начато бурение параметрической скважины «Баженовская 1», а юридический статус полигона не определен до сих пор.

Что касается поиска и освоения мелких месторождений, эта задача не должна выдвигаться на первый план, остальные компоненты парадигмы важнее. Вместе с тем, задача должна решаться, и в первую очередь – государственными органами, которые должны выработать правовые, организационные и экономические меры для рентабельного освоения сближенных групп мелких месторождений небольшими компаниями. Должны быть решены вопросы лицензирования групп участков, организации консорциумов и механизмов частно-государственного партнерства для создания и эксплуатации инфраструктуры общего назначения, рационализации сети учета, сбора, подготовки и сдачи нефти.

– Как Вы считаете: имеет ли значение при поиске нефти и газа точка зрения недропользователя на генезис УВ?

Я, конечно, понимаю, что ваш журнал стремится развернуть дискуссию по этому вопросу и опубликовал несколько статей сторонников неорганического синтеза нефти, но втягиваться в эту дискуссию не хочу. Не вижу конструктивности в позиции неоргаников. Могу согласиться со многими аспектами оценки положения дел с воспроизводством сырьевой базы, высказанными А.И. Тимурзиевым в прекрасной публицистической статье, но делать-то что: как искать нефть и где бурить? Разбуривать Воронежский кристаллический массив? «Сланцевая нефть», если не научиться кратно, как это сделали в США, снижать издержки, действительно может разорить НК, но программа поисков «глубинной» нефти с бурением скважин на 10–20 км (!) обрушит экономику страны еще быстрее. Полтора года назад закончилась крупная федеральная тематика по оценке перспектив нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. Наш центр принимал участие в этой работе. Какие объекты мы видим в доюрском комплексе? В основном двух видов – эрозионно-тектонические выступы фундамента и зоны угловых стратиграфических несогласий на контакте юры и триас-палеозоя Рогожниковского типа. Разумеется, все границы регионального выклинивания отложений разного возраста (моноклинальная нефть по А.И. Тимурзиеву) и в чехле, и в доюрской части разреза также рассматриваются как перспективные зоны. О зонах прогибов мы упоминали раньше, они в Югре изучаются, а для поиска синклинальных залежей нужны более конкретные рекомендации. Все эти объекты могут опоисковываться и в рамках осадочно-миграционной гипотезы. Кстати, один из специалистов, придерживающихся альтернативной точки зрения, д-р геол.-мин. наук К.С. Иванов прямо говорит, что в фундаменте Западной Сибири нефть нужно искать там же, где она в больших количествах есть в чехле.

П.А. Стулов
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
первый заместитель директора
StulovPA@nacrn.hmao.ru

Одна из самых современных геохимических лабораторий в России для исследования трудноизвлекаемых запасов

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 628007, Ханты–Мансийск, ул. Студенческая, 2

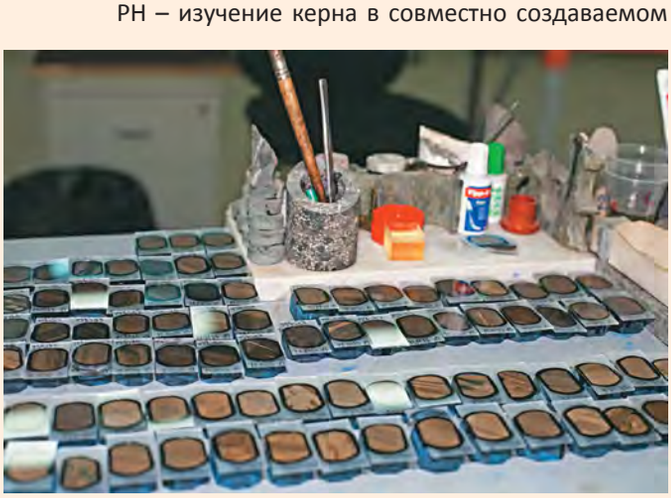
– Сейчас очень популярна тема бажена, мы знаем, что планируется крупный совместный проект по исследования керна баженовской свиты и Центр рационального недропользования принимает в этом проекте участие. Какие технологии планируется использовать при изучении керна баженовской свиты?

Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» участвует в двух проектах по изучению отложений баженовской свиты, реализуемых на территории округа – федеральный проект «Научный полигон Баженовский», реализуемый АО «Росгеология», и национальный проект «Бажен», реализуемый ПАО «Газпром нефть».

По научному полигону «Баженовский» специалистами НАЦ РН на основе имеющихся геолого-геофизических результатов исследования керна и другой геологической информации обосновано и намечено местоположение строительства опорной скважины «Баженовская 1» с выполнением широкого комплекса ГИС, комплекса полевых геофизических и геохимических исследований. При бурении скважины предполагается максимально возможный отбор керна. На отобранном керне будет проведена широкая программа его исследования: геолого-петрографических, биостратиграфических, минералогических (РСА, РФА, изучение глинистой фракции, геохимические пиролитические и битуминологические), изучение стандартных характеристик ФЕС и др.

В 2018 г. на точку, предварительно определенную на местности, завезли оборудование, думаю, в этом году скважину построят.

Второй проект, в котором участвует НАЦ РН – изучение керна в совместно создаваемом с ПАО «Газпром нефть» Центре исследования керна «Бажен» в рамках крупного проекта ПАО «Газпром нефть» – «Технологический центр Бажен».



Центр исследования керна «Бажен» создается на базе окружного кернохранилища АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» в Ханты-Мансийске с формированием 12 направлений с полным циклом исследования керна, включая геохимические, геомеханические исследования, PVT-исследования и хроматографический анализ. Организуется работа лаборатории моделирования повреждения пласта (методов увеличения нефтеотдачи).

– В рамках федерального проекта «Баженовский полигон» создается Центр исследования керна. В каком состоянии находится этот проект?

В сентябре 2017 г. между Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и ПАО «Газпром нефть» заключено соглашение о сотрудничестве с целью реализации национального проекта «Создание комплекса отечественных технологий и высоко-технологичного оборудования разработки баженовской свиты» и создания в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре «Центра развития технологий добычи «Бажен». Созданы две рабочие группы с разным уровнем задач из специалистов Правительства ХМАО – Югры, ПАО «Газпром нефть», и АУ НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», которые решают вопросы взаимодействия – от финансового до перечня оборудования, необходимого для исследования керна с полигона ГНП «Польяновский».

Разработаны соглашения о создании и принципах управления Центра исследования керна между Правительством ХМАО – Югры, АУ НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» и ПАО «Газпром нефть». Разработан и утверждён список необходимого оборудования с закупкой и поставкой в три очереди – в 2018, 2019 и 2020 гг. Определено местонахождение Центра исследования керна – лабораторный комплекс окружного кернохранилища НАЦ РН. Часть оборудования уже закуплена и размещена, обучаются специалисты, набираются новые. В сентябре уже намечено открытие лаборатории геохимических исследований керна, проводится подготовка аккредитации нового современного оборудования, необходимого для определения параметров по пиролизу при подсчете запасов нефти в породах баженовской свиты.

– В 2016 г. принят закон, по которому недропользователи обязаны передавать керн на государственное хранение. Как в настоящее время реализуется этот закон? Какова роль кернохранилища?

После вступления в 2016 г. в силу поправок в Закон РФ «О недрах» компании-недропользователи должны сдавать керн, как первичную геологическую информацию, на государственное хранение после того, как они в течение 3 лет его изучат. Но статистика принятия керна в кернохранилище говорит об обратном: если в 2015 г. было сдано более 4000 пог.м керна, в 2016 г. – 7000 пог.м, то в 2017 г. – уже менее 2000 пог.м.

Число обращений на доступ и изучение керна, который хранится на стеллажах в окружном кернохранилище, а это более 220 000 пог.м из более чем 3600 скважин, увеличивается год от года. Обращаются компании-недропользователи, научные центры, научно-исследовательские и другие институты.

Доступ к керну, находящемуся на государственном хранении, с целью его исследования производится на основании Правил использования геологической информации о недрах, обладателем которой является Российская Федерация, которая определяет Роснедра как распорядителя. Без положительного решения Роснедра доступ к керну получить не удастся, даже посмотреть – но таких решений я не помню.

Далее компания предоставляет программу исследований, сроки возврата керна, если она его вывозит. По регламенту керн предоставляется для исследований методами, не разрушающими всю коллекцию интервала.

Информация, полученная в ходе исследований, направляется в ФБУ «ТФГИ» и Ханты-Мансийский филиал ФБУ «ТФГИ» по Уральскому федеральному округу.

– В настоящее время ставятся задачи по освоению трудноизвлекаемых запасов. Какие технологии используются для исследования таких объектов?

В последнее пятилетие НАЦ РН, проявив политическую и экономическую дальнозоркость, начал развитие кернохранилища именно в этом направлении. За основу взят опыт изучения керна в лабораториях Североамериканского Сланцевого Консорциума и компании *Total*.

Одним из первых для будущей лаборатории геохимических исследований был приобретен новейший пиролизатор *HAWK Resource* для пиролитических исследований керна, в том числе из баженовской свиты. С помощью этого программно-аппаратного комплекса стала возможным оценка генерационного потенциала материнских толщ, идентификация нефтематеринских пород и выделение нефтегазонасыщенных интервалов для дальнейшего прогноза нефте- и газоносности, моделирования и разработки технологий ТрИЗ нефти.

С появлением системы ионного травления и электронного сканирующего микроскопа *EVO*-50, с помощью которых подготавливают поверхность образцов керна для последующего анализа с использованием сканирующей электронной микроскопии, стал возможен анализ поверхности образцов с построением растра с увеличением в 5000 раз. Как это делать и где применить – поделились в научном центре *Total* (По, Франция).

Для минеральных исследований в лаборатории проводится рентгеноструктурный анализ с определением минерального состава пород методом Ритвельда на дифрактометре *ARLX'TRA* (*Thermo fisher*). Неоспоримым преимуществом метода и прибора является возможность рассчитывать содержание глинистых минералов. Особо стоит отметить повышенное требование к пробоподготовке – лаборатория вооружена современным оборудованием: экспресс-экстрактором, выпаривателем, мельницей, прессом, печью, центрифугой и т.д.

Для определения химического состава пород мы используем рентгенофлюоресцентный метод с энергодисперсионным анализом спектра, позволяющим анализировать как порошковые пробы, так и монолитные образцы. Этот прибор мы используем для получения точных данных о количестве химического элемента. А для получения экспресс-информации о наличии элементов в пробе используем портативный спектрометр *NITON*.

Я считаю, что мы создали одну из самых современных геохимических лабораторий в России для исследовательской работы с трудноизвлекаемыми запасами.

С.Г. Кузьменков
д-р геол.-мин. наук
заслуженный геолог РФ
лауреат премии ХМАО – Югры «За выдающийся вклад в социально-экономическое развитие Югры»
Югорский государственный университет
Институт природопользования[1]
профессор кафедры нефтегазовое дело
вице-директор НАЦ РН с 1993 по 2003 гг.
ksg.1948@yandex.ru

Создание обоснованной и адаптированной к современным реалиям системы недропользования в ХМАО – Югре – огромная заслуга В.И. Шпильмана

[1]Россия, 628012, Ханты–Мансийский автономный округ, Ханты–Мансийск, ул. Чехова, 16, корп.1

Я был одним из последних среди молодых специалистов, кого принимал лично Ю.Г. Эрвье. Летом 1976 г. в Главтюменьгеологии он принял нас в своем кабинете, с каждым поздоровался, поинтересовался специальностью, семейным положением и затем направил к заместителям. Меня направили в Ханты-Мансийский геофизический трест, где я проработал до 1993 г., закончив в нем трудиться в должности главного геолога ПГО «Хантымансийскгеофизика».

В этот период в ХМГФ было 5 геофизических экспедиций, материалы по выполненным полевым и тематическим работам в виде отчетов и паспортов на подготовленные объекты для постановки поискового бурения, а также планы работ приходилось защищать в Тюмени на Научно-техническом совете Главтюменьгеологии. По наиболее интересным и значимым работам был обязательный доклад на ученом совете ЗапСибНИГНИ, руководил которым практически всегда Владимир Ильич Шпильман.

Первая встреча с Владимиром Ильичом у меня произошла в 1983 г., когда мы с Марком Моисеевичем Бинштоком (главным геологом ПГО ХМГФ до 1986 г.), защищали Мутомско-Поттымскую ловушку, подготовленную по результатам тематических работ, выполненных коллективом Туринской геофизической экспедиции. Объект был очень сложный – впервые по материалам 12-кратной съемки 2D была закартирована ловушка площадью более 700 квадратных километров и, естественно, без протокола ученого совета этот объект у нас не приняли бы. Докладывал по объекту я, Марк Моисеевич резюмировал, а на вопросы членов ученого совета отвечали мы оба. В результате модель ловушки была одобрена, и мы ее передали как подготовленный объект геофизическому отделу Главтюменьгеологии вместе с протоколом ученого совета ЗапСибНИГНИ.

С тех пор наши встречи происходили регулярно и именно Владимир Ильич вместе с Максом Яковлевичем Рудкевичем порекомендовали мне серьезно заняться наукой. В 1989 г. я защитил кандидатскую диссертацию, по специальности 04.00.17 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений, официальным оппонентом по которой был Владимир Ильич Шпильман.

Продолжая работать в ХМГФ, я постоянно контактировал с руководством Хантымансийскгеолкома (Г.И. Матвеев, затем – Н.И. Змановский) и В.И. Карасевым – заместителем руководителя администрации Ханты-Мансийского автономного округа. Все, что касалось создания НАЦ РН, было мне известно еще с 1986 г., и я нисколько не удивился, когда в сентябре 1993 г. В.И. Карасев, Н.И. Змановский и В.И. Шпильман предложили мне возглавить подразделение планируемого к созданию центра в Ханты-Мансийске. Уходить с поста главного геолога было сложно, но раз было дано согласие, пришлось идти на разговор с генеральным директором ОАО «Хантымансийскгеофизика» И.С. Муртаевым. Он был расстроен, но поскольку речь шла о научно-аналитическом центре в Ханты-Мансийске, было получено не только согласие на мой переход, но и в дальнейшем – поддержка в виде помещений и кадров. Все свои обещания Иса Султанович выполнил в полном объеме – центру были переданы помещения, некоторые геолого-геофизические материалы, многие специалисты геологи и геофизики перешли на работу в центр.

С 15 ноября 1993 г. я приступил к исполнению обязанностей вице-директора НАЦ РН и до 2001 г. трудился под началом Владимира Ильича Шпильмана. Это было время становления центра как научной организации. В правительстве автономного округа понимали – тот, кто обладает информацией о недрах, всегда будет принимать правильные решения. Команда центра формировалась как из ученых (преимущественно в Тю-

В.И. Шпильман

мени), так и из производственников – геологов, геофизиков, каротажников, буровиков (в Ханты-Мансийске). За первые несколько лет был собран огромный массив каротажного материала, керна практически со всех геологоразведочных экспедиций бывшей Главтюменьгеологии, а их в то время на территории Югры было около 10, с нефтяниками были заключены договоры по информационному обмену. Геолого-геофизические данные, включая и первичный материал, постепенно переводились в «цифру», формировались электронные базы данных практически по всем направлениям. За всем этим стоял непосредственный руководитель центра – Владимир Ильич Шпильман. Его работоспособность заражала и коллектив, а ведь в ту пору (развал СССР, отсутствие помещений, оргтехники, денег) во многих научных, да и производственных организациях, царило уныние. Но мы не унывали, поскольку знали точно – наступит тот период, когда количество перейдет в качество. И самое главное – нам верили в правительстве ХМАО, геологоразведочных экспедициях.

Накопленный и упорядоченный в базы данных геолого-геофизический материал позволил центру приступить к созданию специальных тематические карт, выполнять обобщающие работы по выдаче рекомендаций под поисковое бурение, постановку сейсмических исследований и другие виды исследований. Центр начал зарабатывать деньги, в кабинетах сотрудников правительства и профильных служб и департаментов стали появляться тематические карты. В правительстве округа пришло понимание, что созданный центр развивается и приобретает не только окружное и российское, но и международное признание.

Канада, США, Норвегия – вот тот не полный перечень стран, геологические службы которых мы вместе с Владимиром Ильичом посетили. И не просто посетили, а серьезно изучали системы недро- и природопользования и проходили обучение по заранее согласованным программам. Полученные знания нами адаптировались к российским реалиям и реализовывались в виде законодательных инициатив и проектов нормативно – правовых актов в сфере недропользования.

Не менее важным направлением было создание с «чистого» листа системы лицензирования фонда недр, участие сотрудников центра практически во всех комиссиях (ГРР, лицензионных, разделу продукции, оперативного подсчета запасов и др.) сотрудников центра. Во многих из них Владимир Ильич был председателем и/или сопредседателем.

Отдельно хочется сказать несколько слов о В.И. Шпильмане, как об одном из лидеров при проектировании и строительстве современного здания СУР (система управления ресурсами). Я не по наслышке знаю, сколько трудных переговоров провел Владимир Ильич, иногда вместе с нами, в правительстве Югры и в Москве по поводу строительства этого здания и жилого городка для сотрудников центра на улице Дунина-Горкавича в Ханты-Мансийске. Противников строительства было больше, чем сторонников, но убедительность и аргументированность В.И. Шпильмана позволила тогдашнему губернатору ХМАО – Югры А.В. Филипенко принять, а сейчас это абсолютно ясно, правильное решение по данному вопросу.

Сегодня оба проекта реализованы, и не только Югра, но Россия может гордиться тем, что в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре создана и успешно реализуется научно-обоснованная и адаптированная к современным реалиям система недропользования. И в этом огромная заслуга Ученого с большой буквы Владимира Ильича Шпильмана.

S.G. Kuzmenkov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Honored Geologist of the Russian Federation, Professor of the Department of Oil and Gas Business of the Institute of Nature Management of Yugorsk State University[1], Director of the Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Management from 1993 to 2003, ksg.1948@yandex.ru.

[1]Bldng 1, 16 Chekhov str., Khanty–Mansiysk, Khanty–Mansi Autonomous Area, 628012, Russia.

Creation of a System of Subsurface Management that is Reasonable and Adapted to Modern Realities in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra is a Huge Achievement of VI. Shpilman

УДК 553.9

В.М. Южакова
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение геологии
заведующий отделением
info@crru.ru

Геология должна возродиться снова

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Задачи и ориентиры, поставленные перед геологами НАЦ РН им. В.И. Шпильмана 25 лет назад, остаются актуальными и сегодня. По малоизученным территориям запада и востока округа необходимо создать концептуальные программы геологического изучения для привлечения средств недропользователей и федерального бюджета. Автор также призывает недропользователей не ограничивать глубинность работ, уделять внимание изучению глубоких горизонтов нижней юры и доюрского основания. В выборе направлений по изучению глубоких горизонтов помощь могут оказать геологи специализированных лабораторий НАЦ РН

Ключевые слова: НАЦ РН им. В.И. Шпильмана; геологоразведка; территориальная программа ГРР ХМАО – Югры; концепция развития поисковых геологоразведочных работ; глубинность исследований

Рождение Научно-аналитического центра рационального недропользования пришлось на период острого кризиса страны, в том числе и геологической отрасли. Социально-экономические события начала 90-х годов прошлого века привели геологоразведку к развалу. По сути, лишившись средств, государство утратило контроль над ней, передав организацию геологоразведочного процесса частным компаниям. Результатом стало резкое сокращение объемов ГРР и прироста новых запасов углеводородов.

В 1992 г. были введены в действие Закон РФ «О недрах», «Положение о лицензировании пользования недрами». В 1993 г. руководством автономного округа принято решение о создании Центра с задачами мониторинга геологоразведки и добычи, без которых невозможно принять верные управленческие решения. За создание системы управления ресурсами ХМАО-Югры взялись два выдающихся человека: Владимир Иванович Карасев – первый заместитель губернатора ХМАО – Югры по недропользованию и Владимир Ильич Шпильман – ученый с мировым именем, первый директор Центра. Он сумел создать информационную базу, привлечь знающих, опытных специалистов, которые долгие годы работали в системе разрушенной к тому времени Главтюменьгеологии и участвовали в открытии тех месторождений, которые сейчас дают основную добычу нефти Югры.

Буквально через два-три года после создания Центра, в начале 1996 года, было принято постановление Правительства РФ № 579 «О порядке использования отчислений от добычи на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ)». Основанием для распределения ставок ВМСБ, направляемых в бюджеты РФ, субъектов федерации и оставляемых добывающим компаниям, стали программы геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы. Между Правительством ХМАО-Югры, Министерством природных ресурсов, Минтопэнерго и Министерством экономики было подписано соглашение о распределении ставок ВМСБ между бюджетами автономного округа и Российской Федерации.

10-процентная ставка распределялась следующим образом:

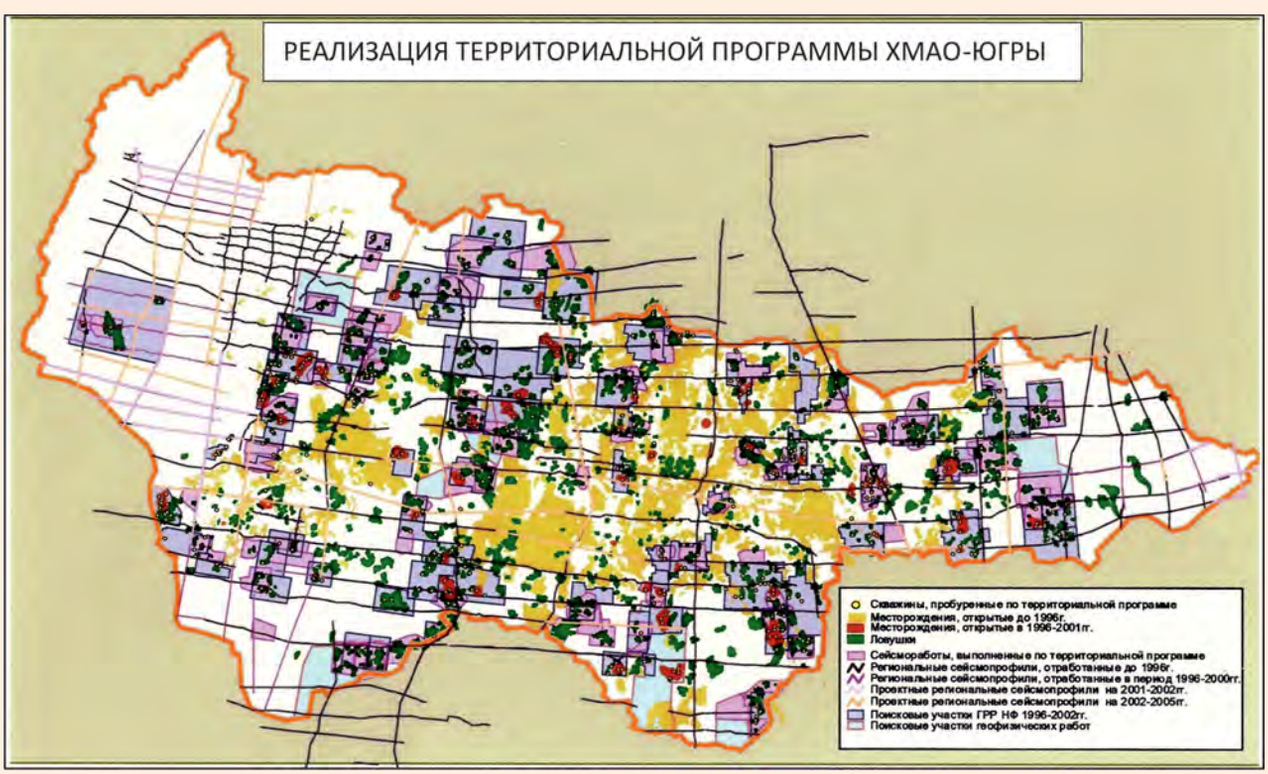
– 3% – в бюджет РФ на выполнение региональных работ;

– 2% – в бюджет субъекта РФ на изучение нераспределенного фонда недр;

– 5% – оставалось у добывающих компаний-недропользователей на выполнение геологоразведочных работ в границах своих лицензионных участков.

С 1996 г. геологоразведочные работы в округе проводятся в рамках новой концепции, раз-

Рис. 1.
Реализация региональной программы ХМАО – Югры



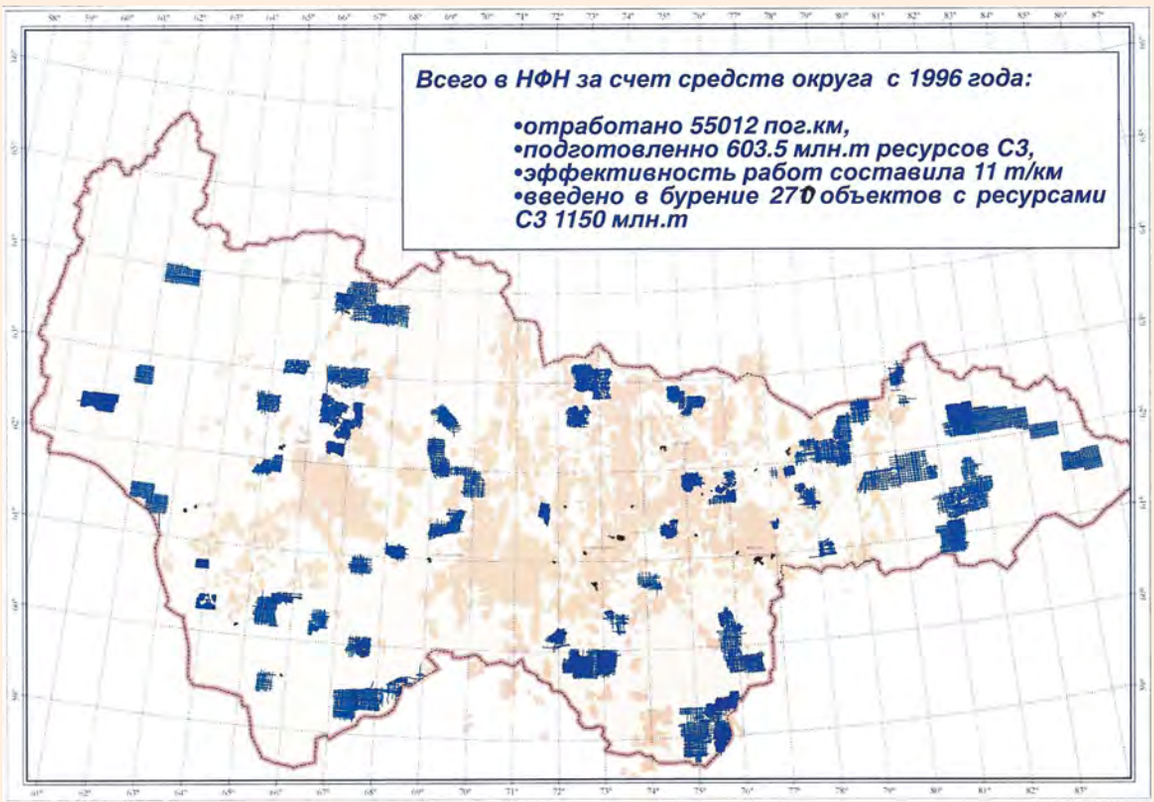


Рис. 2.
Схема расположения сейсморазведочных работ, проведенных на территории ХМАО – Югры за счет средств окружного бюджета

работанной В.И. Шпильманом совместно с ведущими специалистами Центра. В соответствии с концепцией, программа ГРР автономного округа состояла из двух частей: программы ГРР по изучению нераспределенного фонда недр (территориальной программы) и программа ГРР компаний-недропользователей по РФН.

В прежние годы Главтюменьгеологией было подготовлено сейсморазведкой к поиску достаточно много перспективных объектов с оценкой C_3. По концепции В.И. Шпильмана эти подготовленные объекты были объединены в мини-проекты, по которым Л.Г. Судатом были рассчитаны вероятностные оценки перевода ресурсов в запасы. Всего в долгосрочную программу по изучению нераспределенного фонда недр было вовлечено 64 мини-проекта с суммарными ресурсами C_3 – 1,5 млрд т. Каждый мини-проект представлял отдельный буклет, включающий геолого-геофизическую изученность, прогнозный геологический разрез, контуры и оценку перспективных ловушек, количество проектных поисковых скважин и ожидаемые приросты запасов категории C_1 и C_2.

Условно вся территория округа была разделена на 3 района: запад, центр и восток. По каждому району был свой куратор – заведующий лабораторией, в обязанности которого входила работа по проектированию, составлению геолого-технического задания на каждую скважину и ее сопровождение на период строительства.

Сопровождение процесса строительства скважины включает корректировку отбора керна, выбор объектов испытания, рекомендации по методике испытания и завершению работ и другие вопросы, которые решались совместно с Департаментом по нефти и газу Правительства ХМАО – Югры. Кураторами по районам были: по западной части округа – Г.С. Ясович, центральной – Т.В. Рубина, восточной – В.Г. Елисеев. Рекомендации по испытанию скважин по методам интенсификации притоков были прерогативой Р.Р. Ахметова. Руководил всем процессом заведующий отделением, в последние годы – заместитель директора, заслуженный геолог РФ Е.А. Тепляков. Поставленные перед ними задачи были не новы, т.к. их предыдущая работа в стенах ЗапСибНИГНИ и в управлении Главтюменьгеологии была аналогичной.

Всего в период 1996–2000 гг. работы велись в границах 62 мини-проектов. На 36 участках открыто 64 месторождения нефти, на многих – не по одному. Например, на Кондинском – 4 месторождения, на Сергинском – 5, на Коттымском – 3. Наиболее крупными и востребованными ком-

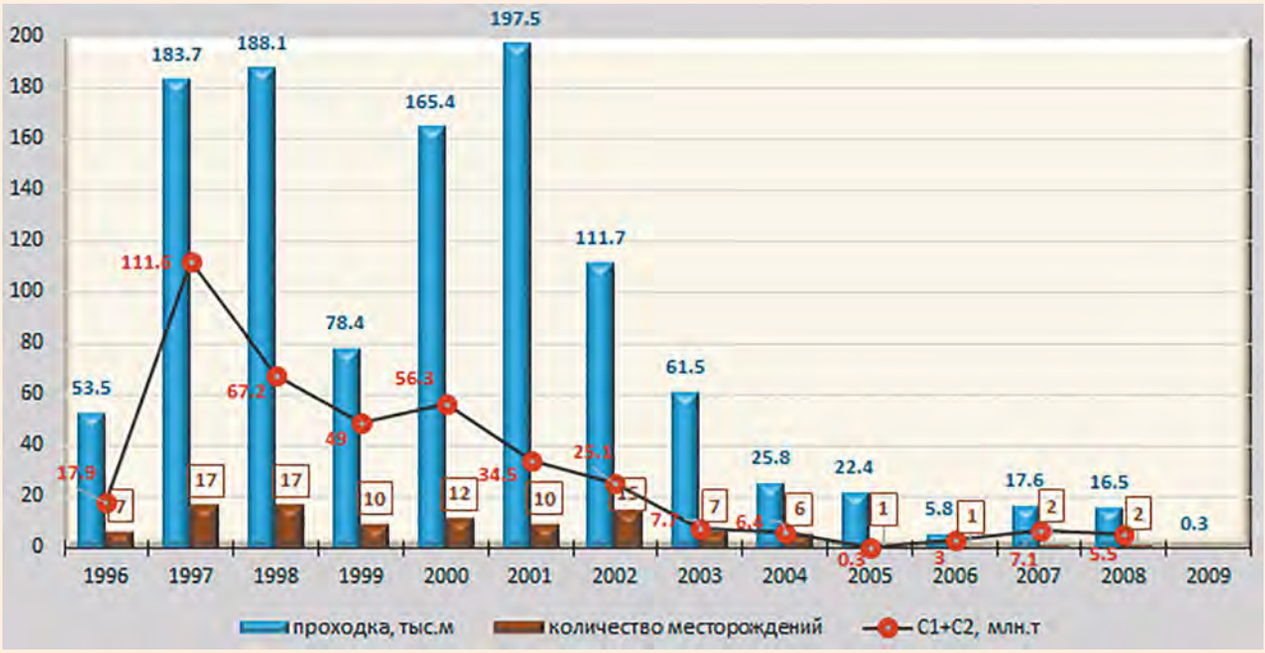


Рис. 3.
Основные показатели территориальной программы ХМАО – Югры

паниями оказались месторождения Сергинское, Кондинское, Западно-Эргинское, Кирское, Коттынское. Открытием века стало Боровое месторождение, находящееся в удаленной, восточной части округа. Можно констатировать, что программа была реализована успешно.

Основной проблемой того периода было отставание в подготовке перспективных объектов сейсморазведочными работами. Это связано не со снижением потенциала, а с недостаточным объемом сейсмических работ: 5 и даже 10 тыс. пог.км в год не решали проблему. За почти 10-летний период в НФН отработано 55 тыс. пог.км съемки 2D, подготовлено 603,5 млн т ресурсов (***рис. 2***).

В рамках территориальной программы 1998–2001 гг. было подготовлено 77 участков под сейсмические исследования, но им не суждено было реализоваться. В связи с принятием в 2001 г. Налогового кодекса РФ изменилась система финансирования геологоразведочных работ. Было предложено источником финансирования сделать собственные средства недропользователей и привлекаемые ими инвестиции. Государство отказалось от финансового контроля за ведением ГРР.

Реализация территориальной программы была продолжена уже на средства округа в рамках новой концепции геологического изучения нераспределенного фонда недр. Лицензии от имени правительства округа были оформлены на ГП «Тендерресурс». Подготовка документов на получение лицензий, проектирование объемов поисковых работ, технологическое сопровождение хода строительства скважин по-прежнему осуществлялись специалистами нашего отделения.

Общее количество подготовленных лицензионных участков с 5-летним сроком действия лицензий – 68. Большее их количество выделено в границах прежних мини-проектов, на каждую структуру был выделен отдельный участок.

Реализация программы поисковых работ за счет средств округа продолжалось до 2008 г. включительно. За этот период открыто еще 43 месторождения. По 11 из них, теперь уже ОАО «Тендерресурс», лицензии переоформлены в долгосрочное пользование с целью доразведки и добычи (***рис. 3***).

В целом за период 1995–2008 гг. по рекомендациям специалистов отделения в нераспределенном фонде недр было пробурено 412 поисковых скважин, открыто 107 месторождений, 2 из них газовые, остальные – нефтяные. Следует отметить, что ежегодное планирование ГРР с обоснованием объемов бурения и сейсморазведки утверждалось на уровне правительства ХМАО, УралНедра и Министерства природных ресурсов после получения положительной экспертизы ВНИГНИ.

В рамках программ ГРР компаний каждый недропользователь составлял и обосновывал объекты по участкам распределенного фонда недр. Поскольку средства ВМСБ были ограничены, бурились в основном разведочные скважины с целью перевода запасов $С_2$ в $С_1$. Ежегодные программы ГРР компаний также обсуждались на межведомственных комиссиях Минфина, Мин-

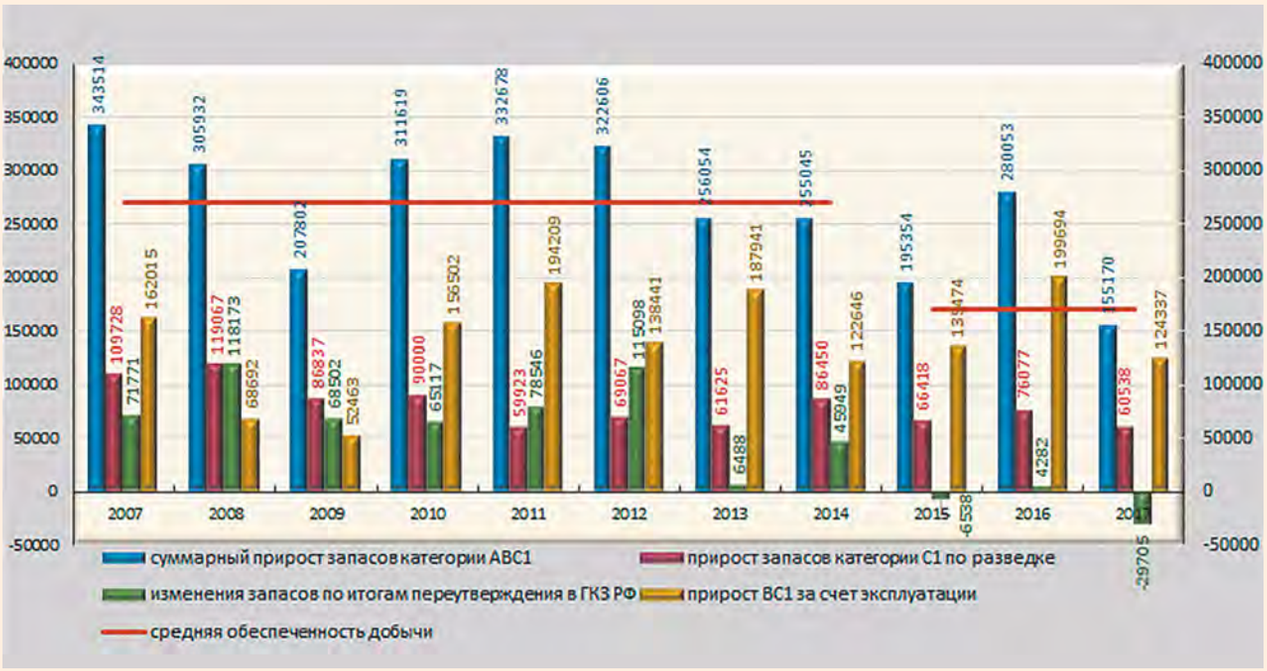


Рис. 4.
Динамика компенсации добычи промышленными запасами $АВС_1$, тыс. т

топэнерго и МПР РФ. Специалистами Центра ежегодные программы компаний компоновались в единую программу по округу. Ежегодные результаты основных показателей ГРР, в том числе объемы бурения, сейсморазведки, изменение запасов сводились в ежегодный отчет Центра по недропользованию.

Во времена ставок ВМСБ суммарный объем бурения доходил до 1 000 000 м, сейсморазведки 2D – до 30 тыс. км. Окружная программа ГРР эффективно работала, пока не отменили ставки ВМСБ, за счет которых проводились все геологоразведочные работы.

В рамках реализации Концепции развития поисковых геологоразведочных работ, принятой правительством ХМАО в 2001 г., геологическое изучение нераспределенного фонда недр до настоящего времени осуществляется за счет инвестиций компаний-недропользователей. Наиболее успешно в этом направлении – ОАО «Сургутнефтегаз», территория деятельности которого имеет широкое распространение: центральная часть Сургутского свода, восточный борт Фроловской впадины, север Красноленинского свода и значительная часть Юганской впадины. Как правило, мелкие компании, не имеющие опыта работы в недропользовании, заканчивают поиск сейсморазведкой 2D, либо переоформляют свои участки на другие.

В целом по округу с этого момента объемы работ и количество новых открытий резко сократилось. Компенсация добычи приростом запасов стала осуществляться за счет опережающего эксплуатационного бурения и переоценки запасов по разрабатываемым месторождениям, прирост запасов промышленной категории $С_1$ ($В_1$) за счет разведки стал составлять треть от общего прироста. Суммарный прирост также имеет тенденцию к уменьшению, т.к. многие месторождения поставлены на баланс на стадии геологического изучения, и при вводе месторождений в разработку не всегда вновь пересчитанные запасы совпадают с первоначальными – они либо уменьшаются, либо увеличиваются. Их увеличению способствуют применяемые при добыче методы увеличения нефтедобычи (МУН), увеличивающие коэффициент извлечения. В последние годы пересчет запасов крупных месторождений к их увеличению не приводит, т.к. идет добыча в краевых частях месторождений. Новые запасы сосредоточены все больше в мелких залежах. Например, в 2017 г. списание при пересчете запасов по Имилорскому месторождению и Западно-Салымскому привело к значительному уменьшению общего прироста (***рис. 4***).

Наиболее крупным в последние годы стало открытие компанией ЮвроТЭК-Югра Оурьинского нефтегазового месторождения на юге Шаимского НГР. В сумме извлекаемые запасы нефти исчисляются в количестве более 30 млн т в пластах ВК и АК. Значимость его в том, что залежи углеводородов находятся на небольших глубинах – 900–1100 м – и в небольшой удаленности от разрабатываемых месторождений Шаима. На трудности при добыче могут повлиять газовые шапки залежей.

В настоящее время мы далеки от производственного геологоразведочного процесса. Наша основная задача – получить информацию по скважинам, которые бурят компании в границах своих лицензионных участков. С помощью информации решается целый ряд и управленческих задач Правительства ХМАО – Югры. Имея такую информацию, мы можем по каждому лицензионному участку судить о его геолого-геофизической изученности, наличии продуктивных и перспективных горизонтов, т.к. в Центре ведется база данных о каждой пробуренной скважине. Но с каждым годом получить такую информацию все труднее, даже с большим опозданием, по причине того, что округ не имеет на это управленческих прав. Тем не менее, время от времени департамент по недропользованию правительства округа дает нам поручения проанализировать основные показатели ГРР и перспективы развития либо по округу, либо по муниципальным округам, либо по компаниям. Без новой информации выполнение такой работы встречает определенные трудности.

Задачи и ориентиры, поставленные перед геологами НАЦ РН 25 лет назад, остаются актуальными и сегодня. По малоизученным территориям запада и востока округа необходимо создать концептуальные программы геологического изучения для привлечения средств недропользователей и федерального бюджета. Хотелось также, чтобы компании не ограничивались глубину своих работ, а уделяли внимание изучению глубоких горизонтов нижней юры и доюрского основания. В выборе направлений по изучению глубоких горизонтов посильную помощь могут оказать геологи специализированных лабораторий нашего Центра.

Выбор направлений региональных работ, которые финансируются федеральным бюджетом, остается так же за специалистами отделения. Нами разработана долгосрочная программа работ, но ее реализация мизерных объемах может растянуться на века. Наиболее значимым событием в настоящее время является бурение параметрической скважины Баженовская 1 с целью изучения отложений баженовской свиты. Обоснование места заложения и разработка проектных решений выполнены геологами Центра.

Итог многолетних работ Центра, в которых непосредственное участие принимали геологи – построение тектонической карты округа, карты нефтегеологического районирования, создание атласа геологического строения и нефтегазоносности территории ХМАО-Югры, атласа геологического строения неокомских отложений, атласа месторождений нефти и газа ХМАО-Югры.

Анализ и обобщение имеющейся геолого-геофизической информации позволили создать единую региональную модель строения осадочного чехла территории ХМАО-Югры, сформировать действующую базу геологической информации, необходимую для создания детальных моделей строения локальных объектов при поисковоразведочных работах и оценке ресурсов.

Время больших открытий в Югре прошло. Для открытия пусть небольших, но новых месторождений необходимы поисково-разведочные работы. Их эффективность в округе составляет 60–70 т/м по поиску и 160–180 т/м по разведке на неразрабатываемых месторождениях. На разрабатываемых – своя «арифметика».

Кто-то утверждает, что открытий не будет, но геолог верит в открытия всегда. Я считаю, что основным источником наращивания промышленных запасов УВ являются геологоразведочные работы.

UDC 553.9

V.M. Yuzhakova, Head of Geology Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], info@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

Geology Must be Reborn Again

Abstract. Tasks and landmarks set for the geologists of the Scientific and Anatolic Center for Rational Subsurface Use named after V.I. Shpilman 25 years ago, remain relevant today. It is necessary to create conceptual programs of geological study for attracting resources of subsoil users and the federal budget for poorly studied territories of the west and east of the Okrug. The author also calls on subsoil users not to limit the depth of their work, pay attention to the study of the deep horizons of the Lower Jurassic and pre–Jurassic grounds. In choosing the directions for studying deep horizons, geologists of specialized laboratories of the Scientific and Analytical Center of Rational Subsurface Use.

Keywords: Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Use named after V.I. Shpilman; geological prospecting; territorial program of geological prospecting works of Khanty–Mansi Autonomous District – Ugra; the concept of development of prospecting exploration works; depth research

УДК 553.098

И.П. Толстолыткин
канд. геол.-мин. наук
академик РАЕН
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение мониторинга разработки нефтяных месторождений
ведущий научный сотрудник
заведующий отделением в 1964–2016 гг.
заслуженный работник нефтедобывающей промышленности ХМАО – Югры
Почетный разведчик недр
Почетный нефтяник России, Тюменской области
лауреат премий И.М. Губкина и В.И. Муравленко
mnv@crru.ru

Этапы освоения нефтяных месторождений ХМАО – Югры: 1964–2017 гг.

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

В шестидесятые годы прошлого столетия на территории Ханты-Мансийского автономного округа был открыт целый ряд крупных и уникальных нефтяных месторождений, позволивших на базе их освоения создать новый нефтедобывающий комплекс России. Главную роль в создании этого комплекса должен был сыграть Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, в недрах которого содержалось свыше 50 млрд т нефти. Для научного сопровождения процесса освоения вновь открытых нефтяных месторождений администрацией ХМАО 28 сентября 1993 г. было принято решение о создании Научно-аналитического центра рационального недропользования

Ключевые слова: Ханты–Мансийский автономный округ – Югра; Научно–аналитический центр рационального недропользования; нефтяные месторождения; мониторинг разработки; управление ресурсами; информационная система мониторинга разработки

В шестидесятые годы прошлого столетия в результате героических усилий геологов на территории Ханты-Мансийского автономного округа был открыт целый ряд крупных и уникальных нефтяных месторождений, позволивших на базе их освоения создать новый нефтедобывающий комплекс России. Главную роль в создании этого комплекса должен был сыграть Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, в недрах которого содержалось свыше 50 млрд т нефти. Для научного сопровождения процесса освоения вновь открытых нефтяных месторождений администрация ХМАО 28 сентября 1993 г. приняла решение об организации Научно-аналитического центра рационального недропользования. В составе НАЦ РН предусматривалась организация отделения разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры, перед которым была поставлена задача обеспечить руководство автономным округом достоверной информацией по вопросам разработки нефтяных месторождений округа с целью принятия управленческих решений, направленных на рациональное эффективное использование открытых запасов нефти в интересах населения автономного округа и Российской Федерации в целом.

Мониторинг разработки нефтяных месторождений стал одним из крупных достижений системы управления ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа

Одним из путей решения этой задачи стало создание мониторинга разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры, который отделения разработки НАЦ РН им. В.И. Шпильмана приводит с 1996 г. Благодаря сотрудничеству руководства округа и аналитического центра с нефтедобывающими компаниями удалось выйти на достаточную стабильность информационного потока, позволяющую судить об использовании разведанных запасов и прогнозировать нефтедобычу на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Инициатором создания мониторинга разработки был Владимир Ильич Шпильман, который обосновывал это тем, что та система недропользования, когда государство владело недрами и само их разрабатывало, ушла в прошлое. Сейчас недра продолжают оставаться в собственности государства, но разрабатывать их будут частные компании-недропользователи. Задача соблюдения интересов государства при разработке нефтяных месторождений округа невозможна без контроля, обеспечивающего прозрачность процесса эксплуатации недр недропользователем. Эффективность контроля будет выше, если обеспечить системный подход к его проведению.

Идею мониторинга разработки поддержал Владимир Иванович Карасев – первый заместитель губернатора ХМАО – Югры по недропользованию. Для претворения идеи в жизнь были привлечены десятки специалистов Центра, администрации округа, геологического комитета ХМАО. В результате мониторинг разработки нефтяных месторождений стал одним из крупных достижений системы управления ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа.

Большой вклад в создание программного комплекса «Мониторинг разработки нефтяных месторождений ХМАО – Югры» внесли Н.В. Мухарлямова, В.М. Трифонова, С.Е. Сутормин, А.В. Оренбуркин, Г.Г. Коршунова и многие другие сотрудники НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. За создание комплекса авторам была присуждена премия имени В.И. Муравленко.

В состав комплекса входят:

– база данных добычи углеводородов и закачки воды по скважинам округа (МЭР);

– база данных мониторинга разработки Ханты-Мансийского автономного округа;

– база объемов ГТМ и исследований по изучению процесса разработки;

– база данных проектных решений и технологических показателей разработки по лицензионным участкам и недропользователям округа.

База данных добычи углеводородов и закачки воды содержит ежемесячную информацию по работе более 190 000 эксплуатационных скважин, пробуренных на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Ежемесячно в базу данных от более 70 нефтедобывающих предприятий поступает около 500 отчетных документов, имеющих различные варианты представления, которые требуют систематизации и единого формата.

База данных мониторинга разработки содержит банк паспортов мониторинга разработки с начала эксплуатации (53 показателя) по 290 лицензионным участкам, 70 недропользователям и в целом по округу. В эту же базу включены проектные показатели, позволяющие контролировать работу недропользователей на лицензионных участках, определять рациональность использования государственных недр, предоставленных им в пользование.

В базе объемов ГТМ и исследований по изучению процесса разработки хранится информа-

ция по объемам проведенных геолого-технологических мероприятий, годовой и переходящий эффект от них.

В базе проектных решений по разработке хранятся протоколы ЦКР, ТКР по всем проведенным заседаниям.

Такое информационное обеспечение позволяет анализировать состояние разработки лицензионных участков и выполнение недропользователями проектных решений.

Формируемые на основе данной информации анализы разработки нефтяных месторождений округа помогали работе как администрации округа, так и Ханты-Мансийской ТКР, лицензионной комиссии и Управлению Тюменского округа Госгортехнадзора России, и позволяли изучать состояние разработки на месторождениях ХМАО.

Создание **Информационной системы мониторинга разработки** позволило проанализировать во времени отборы флюидов из недр, закачку воды, изменение дебитов скважин, обводненности продукции, другими словами – проводя мониторинг добычи, можно судить о процессах разработки, протекающих в недрах, эффективности использования запасов и их потерях, возможности достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти, т.е. понимать – насколько эффективно реализуется нефтегазовый потенциал округа.

В истории разработки нефтяных месторождений округа можно условно выделить 5 крупных этапов: I – экстенсивно растущей добычи, II – стабильной добычи, III – падающей добычи, IV – возрастающей добычи и V – закономерно снижающейся добычи (***рис. 1***).

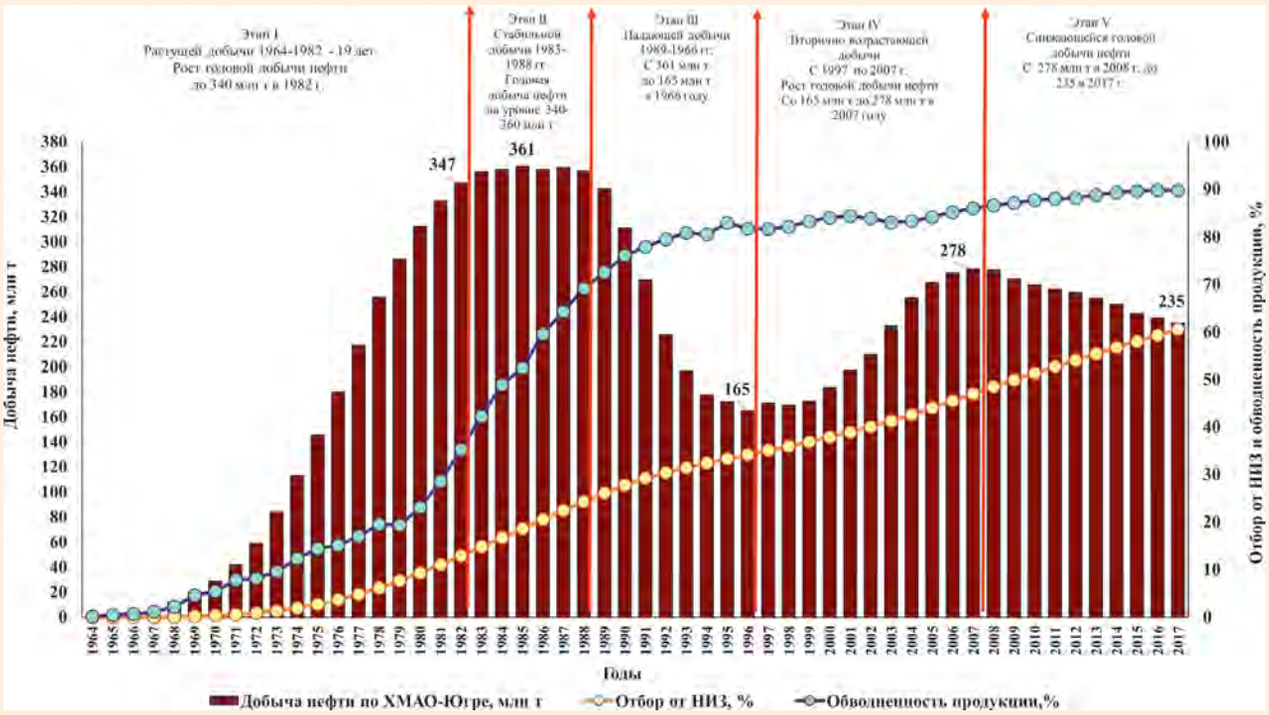
Этап экстенсивно растущей добычи нефти – с начала разработки до 1982 г., когда годовая добыча была доведена до 340 млн т. Он характеризовался вводом в разработку уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений – Самотлорского, Мамонтовского, Федоровского, Лянторского, Советского, Мегионского, Ватинского, Аганского, Варьеганского, Усть-Балыкского, Правдинского, Красноленинского и других – с большими запасами нефти.

Рост добычи нефти обеспечивался большими объемами эксплуатационного бурения (до 11,2 млн м в 1982 г.) и вводом в работу около 17 000 добывающих скважин.

Разбуривание месторождений проводилось в полном соответствии с проектными технологическими документами. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов был доведен до 2,2% при отборе от НИЗ (начальных извлекаемых запасов) – 17%.

До 1975 г. наблюдался рост среднего дебита скважин по нефти до 134 т/сут. С 1976 г. из-за форсированных отборов началось его стремительное падение до 60 т/сут в 1983 г. Количество неработающих эксплуатационных скважин не превышало 10%, за исключением начального периода, когда скважины простаивали из-за от-

Рис. 1.
Динамика показателей добычи нефти, обводненности продукции и отборов от НИЗ по ХМАО – Югре



ставания строительства магистральных трубопроводов. Обводненность продукции составила 35% в 1982 г. С первых лет ввода месторождений в разработку началась интенсивная закачка – уже в 1967 г. текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды превысила 100% и достигла 144% в 1982 г. Накопленная компенсация была больше 100% уже в 1969 г., а к концу этапа возросла до132%.

II этап (1983–1988 гг.) характерен стабильной добычей нефти на уровне 340–360 млн т в год. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов был самым высоким за всю историю разработки – 2,3–2,4%. От НИЗ было отобрано 30%. Продолжился ввод в разработку новых промышленных запасов в объемах свыше 500 млн т в год. Объемы эксплуатационного бурения наращивались в гигантских размерах и составили 21,9 млн м в 1988 г. Производилось уплотнение эксплуатационных сеток. Количество добывающих скважин было доведено до 45 тыс. Нерабо-

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра обладает высоким добычным потенциалом и еще много лет будет ведущим нефтедобывающим регионом России

тающий фонд находился в пределах 10%. Закачка воды значительно превышала отборы жидкости. Текущая компенсация превысила 140%, накопленная стабильно держалась на уровне свыше 128%. Несмотря на гигантские объемы эксплуатационного бурения и ввод в работу большого количества эксплуатационных скважин, средний дебит по нефти продолжал снижаться и в 1988 г. составил 37 т/сут, обводненность продукции стремительно нарастала и достигла к концу этапа 69%.

Интенсивные сверхпроектные отборы нефти привели к значительному снижению пластовых давлений и разгазированию залежей вплоть до образования техногенных газовых шапок (Мортымья-Тетеревское, Федоровское, Самотлорское и др. месторождения).

Последующее интенсивное заводнение продуктивных пластов, которое шаблонно закладывалось в проектные решения, приводило к росту пластового давления выше первоначального, быстрому прорыву нагнетаемой воды, и как следствие, к высокому обводнению продукции и значительному снижению дебитов скважин по нефти. В результате чрезмерного заводнения продуктивных пластов значительная часть запасов, находящаяся в менее проницаемых разностях коллекторов нефти, блокировалась повышенным давлением в высокопроницаемых прослоях, по которым циркулировала закачиваемая вода.

Как правило, фактические уровни добычи жидкости превышали проектные. При резком снижении фактических уровней добычи нефти от проектных по причине более быстрых темпов обводнения продукции и снижения дебитов скважин по нефти, запасы списывались путем уменьшения коэффициента нефтеизвлечения.

Таким образом. как на этапе экстенсивного роста, так и на этапе стабильной добычи преследовалась цель максимального отбора нефти любыми средствами. Вопросам сохранности недр, повышения нефтеотдачи, предотвращения потерь углеводородов в результате чрезмерного обводнения продуктивных пластов, неконтролируемых перетоков нефти и газа не уделялось должного внимания, т.к. в разработку постоянно вводилось все новые и новые запасы.

С 1989 г. начался этап падающей добычи, продолжавшийся 8 лет, который характеризовался резким сокращением объемов эксплуатационного бурения с 21,9 млн м в 1988 г. до 4 млн м в 1996 г., выводом в бездействие значительного количества малодебитных и высокообводненных скважин, что привело к расформированию проектной системы разработки на большинстве месторождений. Увеличилась обводненность продукции до 81,8%, значительно снизились уровни добычи нефти: с 354 млн т в 1988 г. до 165 млн т в 1996 г. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов упал до 1,1%, отбор от НИЗ составил 42%, дебиты скважин по нефти уменьшились до 11,8 т/сут. Неработающий фонд скважин возрос до 41%.

До 1992 г. закачка воды продолжала значительно превышать отбор жидкости, и только с 1993 г. начала несколько снижаться, текущая компенсация отборов закачкой снизилась со 140% до 118%, но накопленная компенсация продолжала оставаться на уровне выше 120%. С 1990 г. четко прослеживается тенденция к превышению проектных годовых отборов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину, при невыполнении показателей по действующему фонду добывающих скважин, что свидетельствует о выборочном отборе запасов.

Расформирование системы разработки, чрезмерная закачка воды несомненно приводит к потере запасов в недрах и уменьшению коэффициента нефтеизвлечения.

С 1997 г. на месторождениях округа начался этап возрастающей добычи, который характе-

ризуется ростом добычи нефти со 165 млн т в 1996 г. до 210 млн т в 2002 г., некоторым ростом объемов эксплуатационного бурения с 4 млн м в 1996 г. до 5,4 млн м в 2002 г. Несколько возросли действующий добывающий фонд и коэффициент его использования. Стабилизировались дебиты скважин по нефти, в результате нормализации баланса «отбор – закачка» сократилось безмерное заводнение продуктивных пластов, уменьшились темпы роста обводненности продукции. Значительно увеличились объемы промышленного освоения передовых технологий по интенсификации разработки и увеличению нефтеизвлечения (ГРП, бурение вторых и разветвленных стволов, горизонтальных скважин, физико-химические методы воздействия на продуктивные пласты). Только благодаря внедрению большого объема ГРП удалось вовлечь в активную разработку низкопроницаемые и неоднородные по строению продуктивные пласты на Повховском и Мало-Балыкском месторождениях, а также оставшиеся невыработанными целики нефти после заводнения наиболее проницаемых слоев на многих месторождениях в Шаимском районе (Трехозерное, Мортымья-Тетеревское и др. месторождения). Внедрение горизонтального бурения позволило вовлечь в разработку сложные для освоения залежи нефти пластов $АС_{4-8}$ на Федоровском и подстилаемые водой газонефтяные залежи на Лянторском месторождениях.

С 2008 г. на месторождениях округа начался V этап закономерно снижающейся годовой добычи нефти, который характеризуется снижением добычи с 278 млн т до 235 млн т в 2017 г. и интенсивным ростом объемов эксплуатационного бурения с 10,8 млн м в 2008 г. до 18,4 млн м в 2017 г. Всего за период с 2008 по 2017 гг. было добыто 2,4 млрд т нефти, пробурено 134,4 млн м горных пород и введено в разработку 38,7 тыс. эксплуатационных скважин. Действующий эксплуатационный фонд в 2017 г. достиг 113,5 тыс. скважин с коэффициентом его использования 90,9%. Дебиты скважин по нефти снизились до 9 т/сут. Неработающий фонд скважин стабилизировался на уровне 31,4–31,5 тыс. скважин. Отбор от НИЗ в 2017 г. достиг 60,6%, обводненность продукции – 89,8%, темп отбора от НИЗ – 1,2%, а от ТИЗ – возрос до 3,2%. Текущий КИН равен 0,223 доли единиц. Текущие извлекаемые запасы по категориям $АВ_1 + С_1$ на 1 января 2018 г. составили 7,5 млрд т нефти, обеспеченность добычи – более 30 лет. На основе проведенного анализа состояния разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры в 2008 г. был сделан прогноз добычи нефти до 2030 г., который подтверждается на протяжении 10 лет с погрешностью не боле 1,5%. Согласно прогнозу, добыча нефти по округу в 2020 г. ожидается на уровне не менее 220 млн т, а в 2030 г. – на уровне 195 млн т при сохранении достигнутых высоких объемов эксплуатационного бурения.

Выполненные расчеты показывают, что Ханты-Мансийский автономный округ – Югра обладает высоким добычным потенциалом и еще много лет будет ведущим нефтедобывающим регионом России.

UDC 553.098

I.P. Tolstolyitkin, PhD, academician of RANS, Leading Researcher of Department for monitoring the development of oil fields, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], head of the department for monitoring the development of oil fields in 1964–2016, mnv@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

Stages of Development of Oil Deposits of KhMAO-Ugra: 1964-2017

Abstract. In the sixties of the last century, a number of large and unique oil fields were discovered on the territory of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug, which enabled them to create a new oil producing complex of Russia on the basis of their development. The main role in the creation of this complex was to be played by the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug–Yugra, in the depths of which more than 50 billion tons of oil was contained. On September 23, 1993, the administration of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug adopted a decision on the organization of the Scientific and Analytical Center for Rational Use of Natural Resources for scientific support of the development of newly discovered oil fields. It included the organization of the KhMAO–Ugra oil field development department, which was tasked to provide the Autonomous Okrug with reliable information on the development of the oil fields in the Okrug with the aim of making managerial decisions aimed at the rational efficient use of open oil reserves in the interests of the population of the Autonomous Okrug and The Russian Federation as a whole. One of the ways to solve this problem was the creation of monitoring of development of oil deposits of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra, which is a branch of the Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Use named after V.I. Shpilmana conducts since 1996.

Keywords: Khanty–Mansi Autonomous Area – Yugra; Scientific and Analytical Center for Rational Use of Natural Resources; oil fields; development monitoring; resource management; information monitoring system for development.

Салым Петролеум

СЕГОДНЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЮТ НАМ УДАЛЕННО В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ВЕСТИ МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И КОНТРОЛИРОВАТЬ РАБОТУ БОЛЕЕ ТЫСЯЧИ СКВАЖИН.

ЗАВТРА ОНИ ПОМОГУТ НАМ ДИСТАНЦИОННО СТРОИТЬ СКВАЖИНЫ И РЕМОНТИРОВАТЬ ТРУБОПРОВОДЫ.

ЭТО НЕ ТОЛЬКО НОВЫЙ УРОВЕНЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ЭТО НОВЫЙ УРОВЕНЬ БЕРЕЖНОГО ОТНОШЕНИЯ К ПРИРОДНЫМ РЕСУРСАМ ЗЕМЛИ.

РЕКЛАМА

УДК 553.98;553.04

Н.В. Судат
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение геологии
заведующий лабораторией оценки ресурсов нефти и газа
N.Sudat@crru.ru

Прогноз нефтегазоносности в ХМАО – Югре – с создания НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и до наших дней

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Одна из основных задач НАЦ РН им. В.И. Шпильмана – мониторинг ресурсной углеводородной базы территории ХМАО-Югры; ее решение базируется на количественной оценке прогнозных и перспективных ресурсов УВ. Главные задачи лаборатории «Оценки ресурсов нефти и газа» связаны с количественным прогнозом нефтегазоносности, анализом структуры запасов и ресурсов округа и их динамики – мониторингом ресурсной базы ХМАО-Югры. Результаты оценки ресурсного углеводородного потенциала востребованы при выполнении широкого спектра исследовательских работ на любых этапах освоения территорий, в т.ч. в современных условиях недропользования. Автор уверен, что и в будущем количественный прогноз нефтегазоносности останется надежным фундаментом эффективного освоении недр региона

Ключевые слова: углеводороды; ресурсная база; ХМАО – Югра; нефтегазоносность; количественный прогноз; прогнозные и перспективные ресурсы; мониторинг ресурсной базы; подтверждаемость прогноза; геолого–экономическая оценка ресурсов

Вечное противостояние скептиков и оптимистов как в зеркале отражается в исследованиях, посвященных количественному прогнозу нефтегазоносности. Кем же, в конце концов, быть, чью сторону принять, чтобы спустя годы оказаться как можно ближе к реальности?

Как показал полувековой опыт сотрудничества с высококлассными специалистами-геологами (1972–1993 гг. – в ЗапСибНИГНИ, с 1993 г. – в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана), а также многочисленные рабочие контакты с коллегами других организаций, основой всех предположений и прогнозов, и, в конечном итоге, принятия правильного решения является наличие серьезной научной и информационной базы в совокупности с опытом, интуицией и рациональным подходом прогнозиста.

Что такое количественный прогноз нефтегазоносности? При кажущейся простоте его окончательных результатов – «таблички» с характеристикой пространственного распределения начальных суммарных (НСР) и невыявленных ресурсов УВ и их качественной структурой, карты плотностей ресурсов и т.п. – это весьма наукоемкая процедура. Многие исследователи, думаю, согласятся, что количественный прогноз, образно выражаясь, лишь вершина айсберга, в то время как многогранные исследования, связанные с обобщением и комплексным анализом накопленного к настоящему времени фактического материала геологоразведочных работ, представляют его невидимую, несоизмеримо большую часть.

Общеизвестно, что результаты оценки ресурсного углеводородного потенциала востребованы при выполнении широкого спектра исследовательских работ на любых этапах освоения территорий, в том числе в современных условиях недропользования. В свою очередь, совершенствование методов прогноза, соблюдение периодичности выполнения оценок начальных суммарных ресурсов УВ с привлечением вновь полученных материалов ГРР и современных компьютерных технологий позволяет сделать прогноз более надежным.

Одна из основных задач НАЦ РН им. В.И. Шпильмана – мониторинг ресурсной углеводородной базы территории ХМАО – Югры, решение которой базируется на количественной

Рис. 1.
У «парадного» подъезда здания (Тюмень, ул. Котовского, 54), в котором располагался Центр с 1993 до 2006 гг. Коллектив отделения лицензирования и прогноза нефтегазоносности, большая часть которого – из «плеяды» В.И. Шпильмана времен ЗапСибНИГНИ

Рис. 2.
Участники заседания Центральной экспертной комиссии по апробации материалов количественной оценки ресурсов нефти, газа, конденсата РФ после успешной защиты отчета по переоценке ресурсов ХМАО – Югры в Москве, 16 декабря 2004 г. Слева направо: первый ряд – Л.О. Сулейманова, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.В. Шпильман; второй ряд – Н.В. Судат, В.Г. Елисеев, Л.Г. Судат, Н.Л. Попова

оценке прогнозных и перспективных ресурсов УВ.

Лаборатория оценки ресурсов нефти и газа создана сравнительно недавно на базе двух ее предшественников – лабораторий анализа ресурсной базы и локального прогноза и формирования базы данных по перспективным ресурсам, которые стояли у самых истоков формирования Центра и входили в состав единого отделения лицензирования и прогноза нефтегазоносности (***рис. 1***).

Основные задачи лаборатории связаны с количественным прогнозом нефтегазоносности, анализом структуры запасов и ресурсов округа и их динамики или, пользуясь часто употребляемым в последнее время термином, – с **мониторингом** ресурсной базы ХМАО – Югры.

Очевидно, что обобщенное понятие «количественный прогноз» включает и оценку ресурсов локализованных объектов (ловушек), и расчет их подтверждаемости, а также формирование балансов ресурсов D_0 и $D_л$, анализ структуры и динамики их состояния в округе.

Такой широкий круг исследований теоретического и практического характера, разумеется, представляется возможным осилить только в тесном сотрудничестве с другими подразделениями Центра, мы благодарны всем нашим коллегам и надеемся на их дальнейшую поддержку.

За время существования НАЦ РН официальная переоценка[1] начальных суммарных ресурсов УВ территории округа выполнялась дважды. Полученные специалистами Центра величины ресурсов УВ по отдельным объектам (горизонты разреза, разномасштабные объекты в плане территории) и в целом по округу рассматривались на заседаниях Центральной экспертной комиссии по ресурсам УВ сырья РФ и в результате были утверждены (соответственно, в 2004 и 2012 гг.) в представляемых вариантах (***рис. 2***).

Особенность этих двух последних пересчетов заключается не только в уточнении величин ресурсов УВС объектов нефтегеологического районирования ХМАО – Югры, но и в более детальном расчленении перспективных интервалов разреза на объекты прогноза. Это стало возможным благодаря как повышению изучен-

[1] Имеется в виду оценка НСР УВ округа, выполняемая в рамках государственных программ–контрактов по уточнению ресурсного потенциала нефтегазоносных провинций РФ.

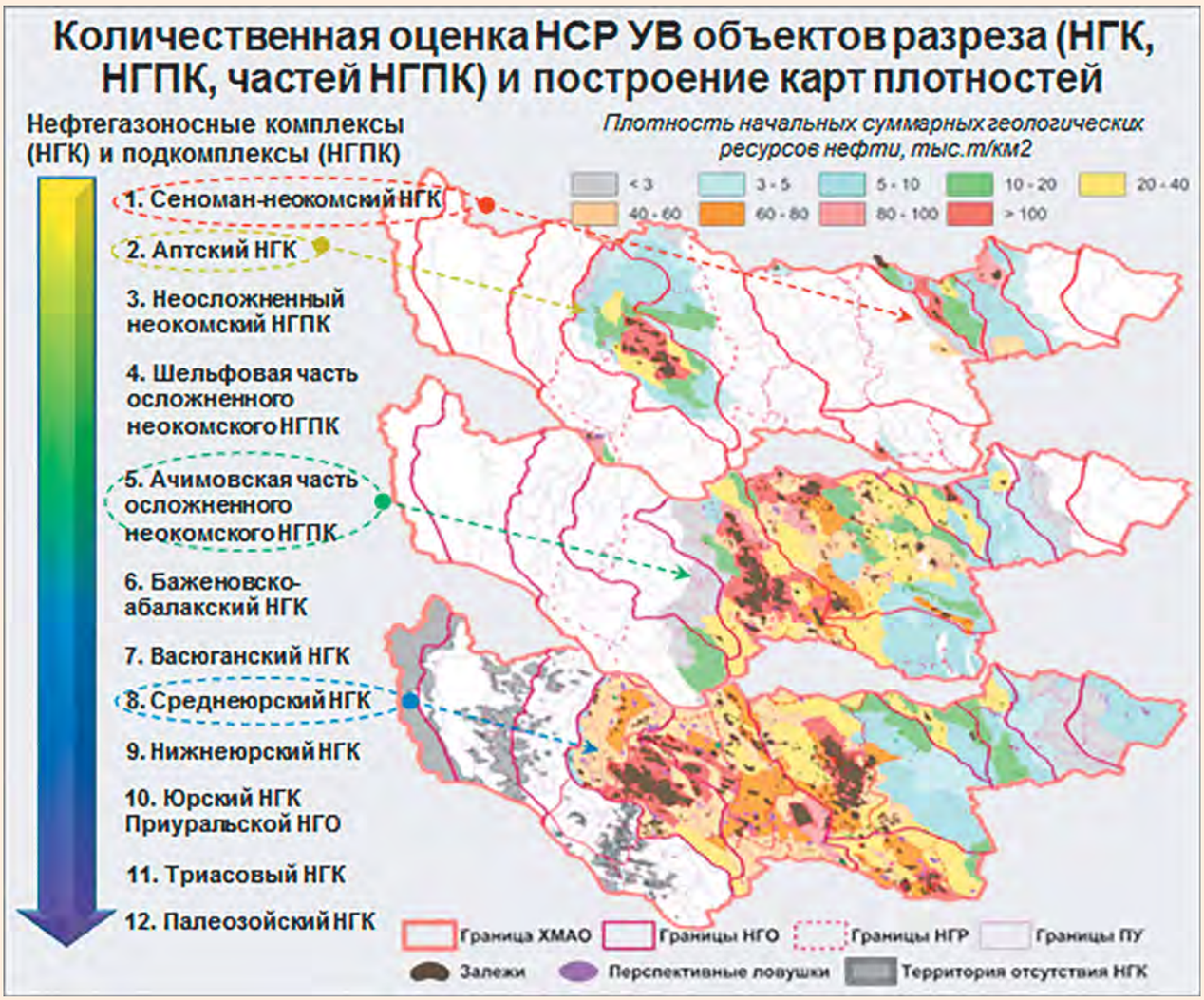


Рис. 3.

Построение карт плотностей НСР УВ по результатам количественной оценки элементарных объектов разреза (НГК, НГПК и частей НГПК) в пределах территории ХМАО – Югры

ности территории, так и существенному уточнению моделей строения оцениваемых горизонтов по результатам проводимых в Центре исследований.

Если в официальном подсчете ресурсов по состоянию на 1 января 1993 г., выполненном в ЗапСибНИГНИ[2], оценке подлежали 8 объектов разреза – нефтегазоносных комплексов – сеноманский, аптский, неокомский надачимовский, неокомский ачимовский, баженовский, верхнеюрский (васюганский), нижне-среднеюрский и палеозойский, то уже в последующем пересчете НАЦ РН их количество возросло до 31.

Изменения в выделении объектов коснулись юрской и неокомской частей разреза. Так, впервые в практике прогноза Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции раздельно были оценены среднеюрские и нижнеюрские образования в составе одноименных НГК, а в Приуральской и Восточно-Уральской НГО выделен единый юрский НГК.

Если неокомские отложения ранее подразделялись на два НГК, то уточнение геологической модели их строения позволило выделить более дробные объекты оценки НСР: нефтегазоносные подкомплексы (НГПК) и резервуары. Единый неокомский НГК был разделен на два НГПК: неосложненный и осложненный, а в составе последнего выделены шельфовая и ачимовская части. В свою очередь, осложненный неокомский НГПК оценивался по отдельным клиноформным резервуарам, общее количество которых в подсчете на 1 января 2002 г. составило 11: $АС_{7-9}$, $АС_{10-12}$, $БС_{1-7}$, $БС_{8-9}$, $БС_{10}$, $БС_{11}$, $БВ_{4-5}$, $БВ_{6-7}$, $БВ_{8-9}$, $БВ_{10}$, $БВ_{11-13}$. В настоящее время на

[2] В подсчете по состоянию на 01.01.1993 впервые для Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции НСР УВ утверждались не только по административным областям, но и по автономным округам в составе Тюменской области (в том числе по ХМАО – Югре), которые на то время получили статус самостоятельных субъектов РФ.

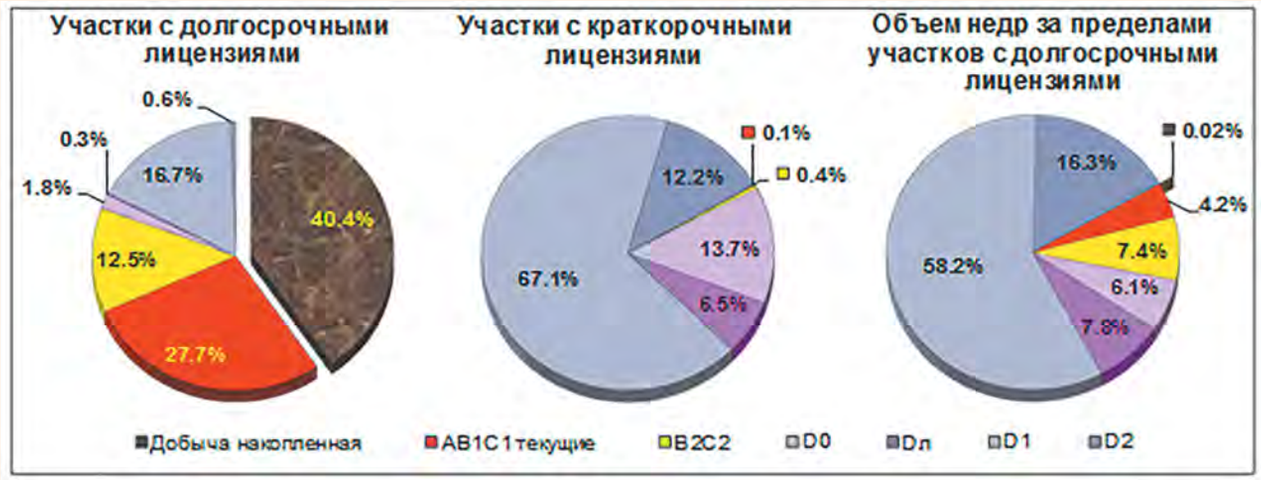


Рис. 4.
Структура начальных суммарных ресурсов нефти земель различного народно-хозяйственного статуса на территории ХМАО – Югры

территории округа выделено и закартировано 14 клиноформ.

Результаты оценки нефтегазового потенциала по объектам неокомской части разреза (НГПК, резервуарам) показаны в подготовленном в НАЦ РН и опубликованном (Тюмень: ИздатНаукаСервис», 2007) атласе «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса ХМАО-Югры».

В последнем подсчете (на 1 января 2009 г.) был детализирован прогноз доюрской части разреза (специалистами лаборатории геологии доюрских отложений) и впервые выполнена количественная оценка ресурсов УВ триасового НГК, а также комплекса пород зоны контакта (НГГЗК) доюрских и мезозойских пород.

Результат выполненного количественного прогноза – оценка элементарных пространственных объектов счета НСР УВ (в плане – подсчетные участки, в разрезе НГК, НГПК, части НГПК), общее количество которых для территории округа – более 1 300. Это – исходные данные для построения карт плотностей ресурсов УВ (***рис. 3***) и последующих расчетов углеводородного потенциала объектов более высоких уровней в плане территории (НГО, НГР, фонды недр, в целом округ и т.д.) (***рис. 4***) и в разрезе (надкомплексы, стратиграфические подразделения, в целом осадочный чехол и т.д.), а также прогноза качественной структуры НСР УВ (***рис. 5***).

Отметим, что при выполнении очередных пересчетов нефтегазового потенциала округа параллельно с уточнением геологического строения объектов прогноза и их классификации проводились исследования по совершенствованию методических подходов к счету НСР (обоснование и использование новых параметров прогноза, расширение банка формул прогноза, уточнение принципов формирования эталонной выборки и т.п.). Группа специалистов НАЦ РН участвовала в создании двух последних методических руководств по количественной оценке начальных суммарных и прогнозных ресурсов УВ, одно из которых было издано в 2000 г., последнее – подготовлено к печати. В.И. Шпильман, А.В. Шпильман, Г.П. Мясникова, Г.И. Плавник, Л.Г. Судат, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, Ф.З. Хафизов являются соавторами действующего в настоящее время методического руководства 2000 г.

Для выполнения еще одной важной задачи мониторинга ресурсной базы округа – оценки участков недр в рамках реализации программ лицензирования территории ХМАО – Югры – в НАЦ РН проводится также оперативная корректировка углеводородного потенциала округа. Базовыми данными, используемыми для расчета НСР УВ участков недр, лицензионных участков и других фрагментов произвольной конфигурации на территории округа, согласно государственному заданию или поступившим поручениям правительственных органов, являются утвержденные ресурсы УВ, соответственно, плотности НСР элементарных пространственных объектов их счета. Однако даже для такой достаточно изученной в целом территории как ХМАО – Югра новые открытия в ее периферийных районах и в сложнопостроенных объектах вызывают необходимость уточнения ранее утвержденных величин плотностей НСР УВ. Тем более, в ситуации, когда с конца 1990-х гг. была нарушена периодичность официальных пересчетов ресурсов нефтегазоносных провинций РФ при существенном увеличении временных интервалов между ними до 7–9 лет. В предыдущий период XX столетия, начиная с 60-х годов, в СССР

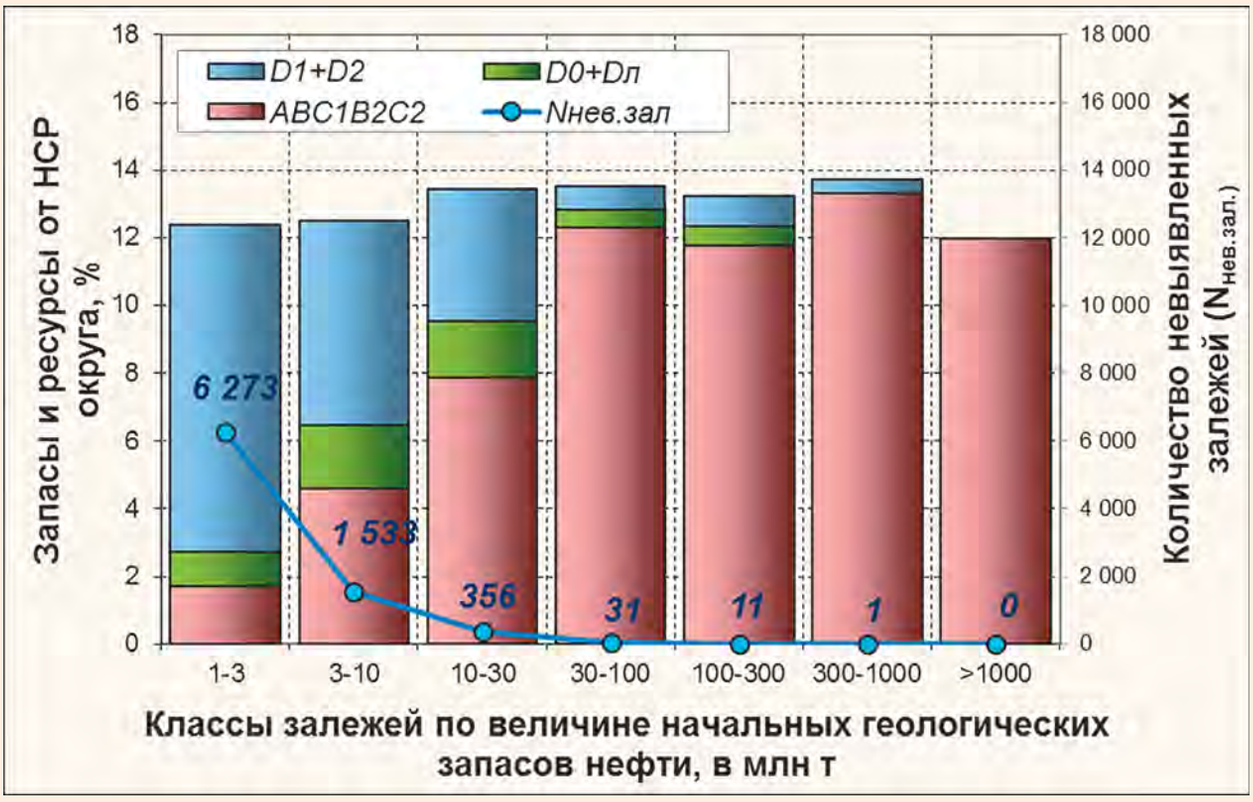


Рис. 5.
Распределение запасов и ресурсов нефти округа по залежам разных размеров

прогнозная оценка ресурсов УВ производилась регулярно с интервалом в 5 лет.

В силу различных принципов выделения элементарных пространственных объектов счета НСР и участков недр, прямой перенос плотностей НСР УВ для отдельных объектов разреза (НГК, НГПК, частей НГПК) с подсчетных участков (ПУ) на оцениваемые участки недр в большинстве случаев неприемлем. Поэтому для выполнения количественного прогноза нефтегазоносности произвольных по конфигурации фрагментов территорий округа (в том числе участков недр) в НАЦ РН специально была разработана методика (технологическая схема), которая успешно применяется для расчета ресурсной базы участков недр (конкурсных, аукционных, передаваемых пользователям на бесконкурсной основе), лицензионных участков, а также более крупных объектов плана произвольной конфигурации (поисковых зон, заповедников, административных районов, выделенных зон моногородов и ряда других) согласно поступившим запросам.

Выполняемые лабораторией работы по оценке ресурсной базы УВ участков недр – неотъемлемая часть общего процесса лицензирования в регионе. Рассчитанные величины нелокализованных (перспективных, прогнозируемых) ресурсов дают представление о масштабах будущих открытий и служат основой для постановки поисковых и разведочных работ. Кроме того, величины невыявленных ресурсов УВ всех категорий (D_1, D_2, $D_л$, D_0) непосредственно используются в расчетах стартовых бонусов и платежей.

С 2004 г., после издания приказа МПР РФ от 17.12.2003 «Об утверждении методических рекомендаций о порядке формирования перечня объектов (участков недр), предлагаемых для предоставления в пользование (программы лицензирования пользование недрами)», формирование ежегодных программ лицензирования в пределах округа, как и в других субъектах РФ, становится регулярным.

Для территории округа в период 2006–2016 гг. в лаборатории ежегодно оценивалось от 50 до 130 участков, предназначенных для передачи в пользование, при общем их количестве за эти годы – более 500 (***рис. 6***).

Следует отметить, что и до принятия этого приказа при составлении «Информационных пакетов» для участков недр (в рамках проведенных в 1993–2001 гг. в ХМАО – Югре девяти раундов лицензирования) также обязательным было приведение в них количественной оценки ресурсной углеводородной базы и их структуры.

При сложившейся практике лицензирования не исключена ситуация неоднократной оценки

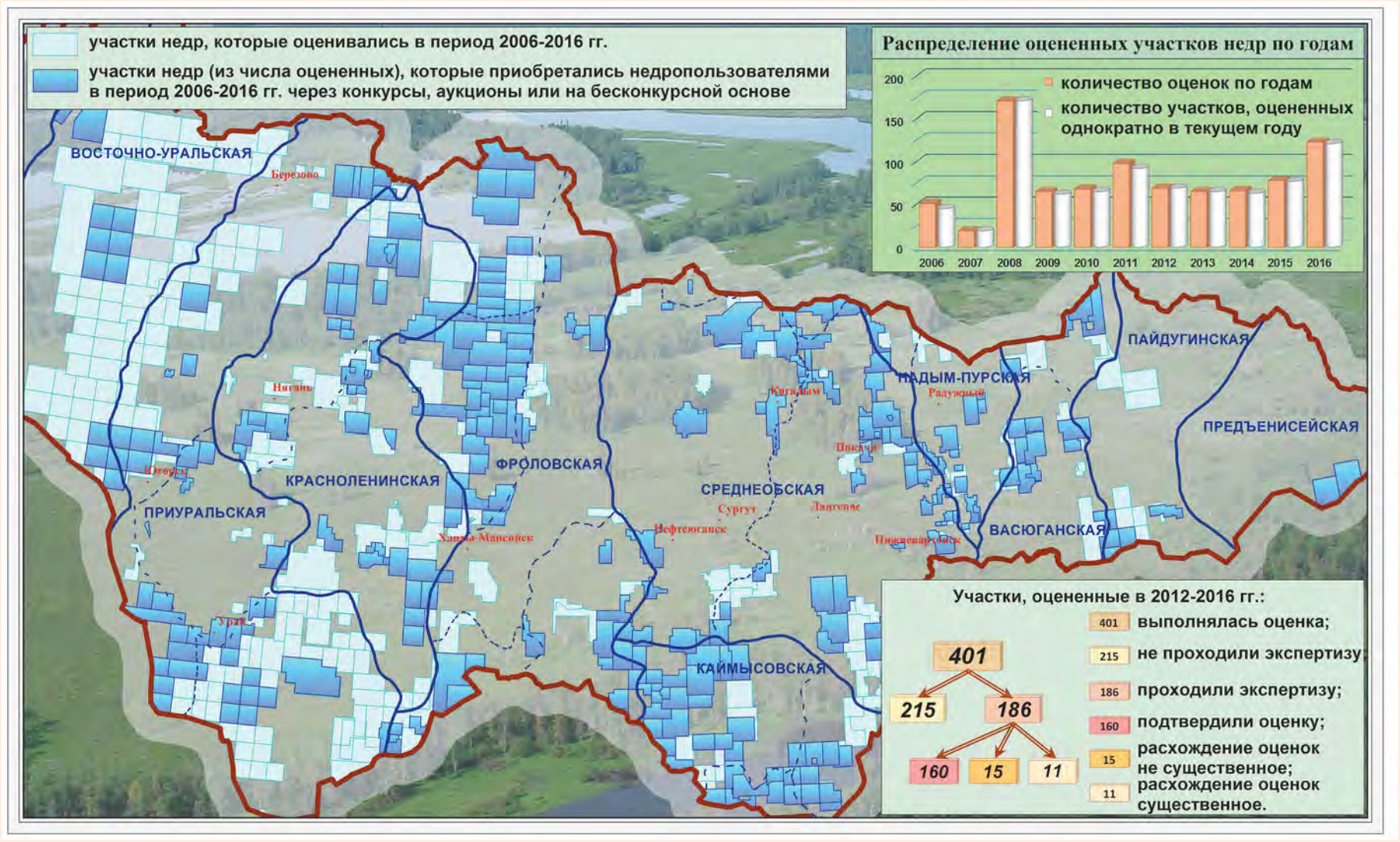


Рис. 6.
Схема расположения участков недр, оценка которых выполнялась в НАЦ РН в 2005–2016 гг.

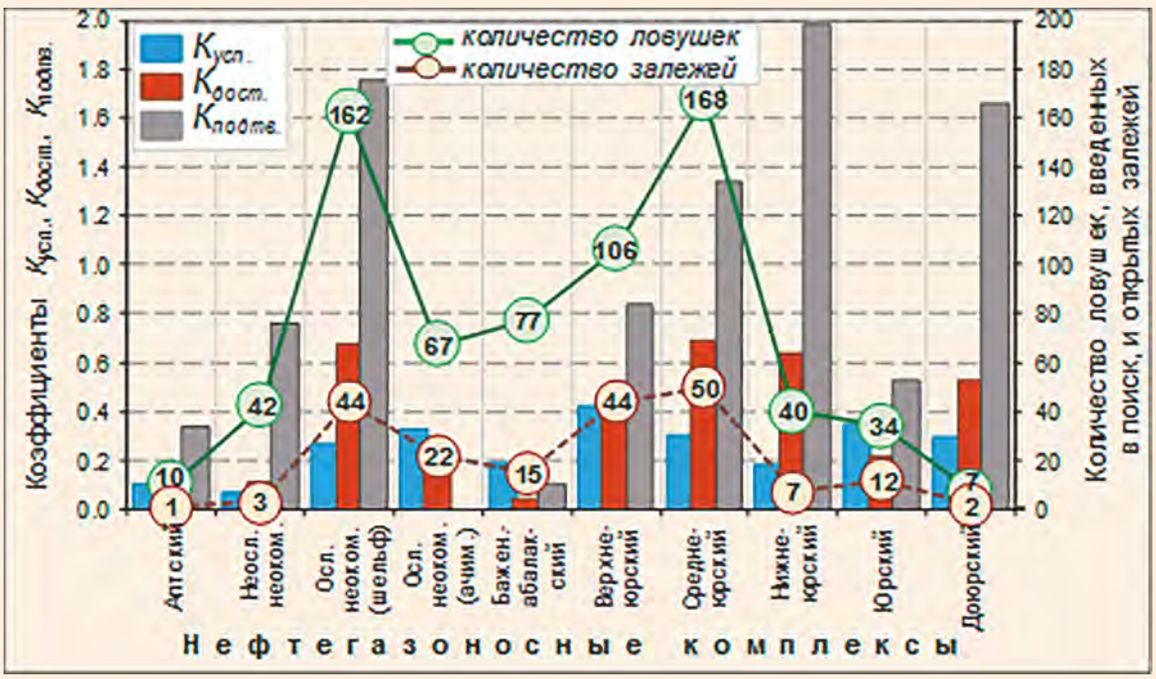


Рис. 7.
Значения показателей успешности бурения ($К_{усп.}$), достоверности ($К_{дост.}$) и подтверждаемости ($К_{подтв.}$) ресурсов $С_3$ для НГК территории округа по результатам ГРР за 2000–2009 гг.

ресурсной базы УВ для некоторых участков, как в разные годы, так и в течение одного. Необходимость повторных оценок вызвана различными причинами – корректировкой контуров участков недр, изменениями в состоянии ресурсов и запасов по мере геологического изучения (открытие новых залежей или пересчет запасов на ранее выявленных; списание ловушек или постановка на учет новых; уточнение в оперативном порядке плотностей НСР УВ и т.п.).

В результате, если общее количество оцененных за 2006–2016 гг. участков недр составляет немногим более 500, то количество выполненных оценок для них за этот же период – более 850, в связи с неоднократным (двукратным, троекратным и т.д.) пересчетами для некоторых участков по какой-либо из вышеуказанных причин.

Из оцененных в течение 2006–2016 гг. в НАЦ РН участков недр значительное большинство (293 участка) в этот же период приобреталось компаниями-недропользовтелями.

Возникает извечный вопрос к прогнозистам – какова надежность оценок? К сожалению, и в действующем методическом руководстве (2000 г.), и в новом, пока только подготовленным к печати, строго не регламентируется форма представления результатов количественного прогноза – вероятностная или точечная. Но, как и при оценке НСР УВ территорий провинций РФ, полученные величины начальных суммарных и прогнозных ресурсов участков недр подвергаются экспертизе.

В некоторые периоды такая экспертная оценка выполнялась специально созданной при департаменте недропользования ХМАО – Югры комиссией. В настоящее время, в соответствии с существующими условиями выдачи лицензий, перед включением участков в формируемый ежегодный «Перечень участков недр по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре в … году» (формируемый согласно приказу МПР РФ от 17.12.2003 № 1116) проводится экспертиза их ресурсной базы УВ, включая выявленные запасы (категории $АВ_1В_2С_1С_2$), подготовленные (D_0), локализованные ($D_л$), перспективные (D_1) и прогнозируемые (D_2) ресурсы. В сумме эти категории запасов (с учетом накопленной добычи) и ресурсов представляют начальные суммарные ресурсы, т.е. углеводородный потенциал участка и его структуру

Для участков, включенных с 2012 по 2016 гг. в соответствующие «Перечни объектов … по ХМАО – Югре», произведено сопоставление оценок ресурсов нефти, рассчитанных в НАЦ РН по упомянутой выше методике, с результатами экспертизы их в ФГБУ «ВНИГНИ», которое свидетельствует о достаточно высокой надежности выполненных прогнозов. В подавляющем большинстве случаев эксперты принимают представляемые оценки ресурсов УВ категорий D_1 и D_2 по участкам недр, соответственно, и рассчитанную величину их углеводородного потенциала.

Из 186 участков, для которых в период 2012–2016 гг. производилась экспертиза, на 160 участ-

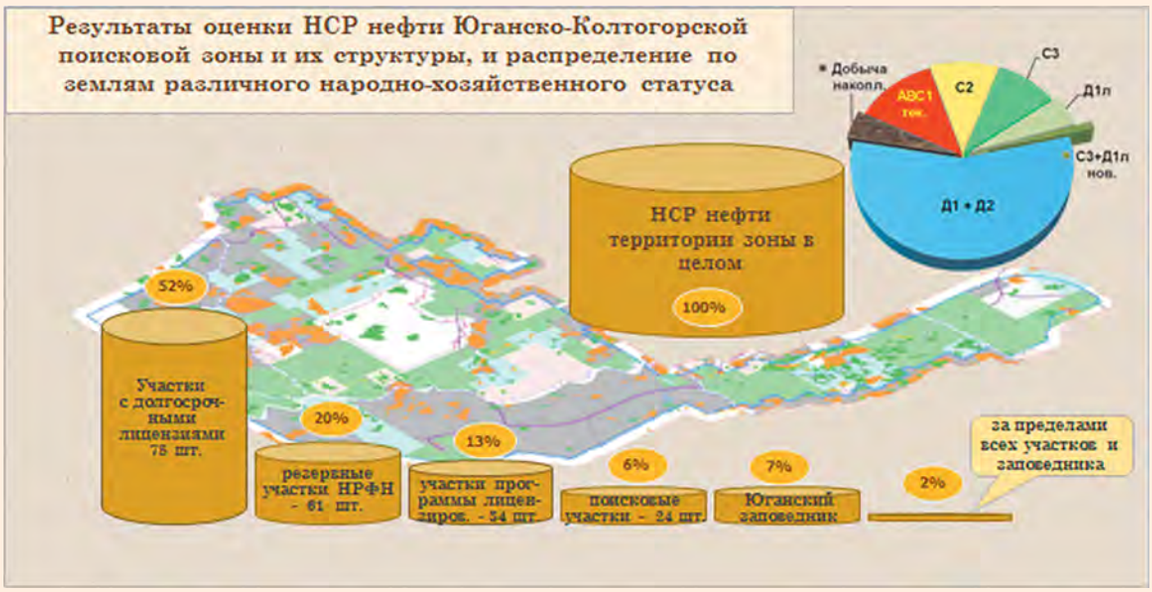


Рис. 8.
Результаты оценки НСР нефти Юганско-Колтогорской поисковой зоны и ее структуры

ках (86%) оценки, выполненные в НАЦ РН, были оставлены без изменений, на 15 участках (8%) расхождение в оценках находится в пределах точности счета начальных суммарных ресурсов УВ (менее 30%). И только в 6% случаев расхождения в оценках превысили 30%. Наглядно статистика результатов проведенного анализа показана на ***рис. 6***.

Вопрос о подтверждаемости прогноза весьма актуален и при оценке локализованных ресурсов. В лаборатории оценки ресурсов нефти и газа работы в этом направлении проводятся в продолжение исследований, начатых под руководством канд. геол.-мин. наук Л.Г. Судата специалистами предшествующей лаборатории локального прогноза и формирования базы данных по перспективным ресурсам.

Оценка ресурсов подготовленных и выявленных ловушек, формирование балансов категорий D_0 и $D_л$ территории округа, анализ подтверждаемости выполняется в лаборатории на высоком научно-практическом уровне на протяжении последних 25 лет. Профессионалы высокого уровня, ученые ЗапСибНИГНИ Г.С. Ясович, В.Г. Елисеев, Л.Г. Судат и др., которые на протяжении многих лет были сотрудниками Центра, заложили надежный фундамент будущих открытий. Ими оценена не одна сотня локальных объектов, впоследствии учтенных в балансах округа, подготовлены паспорта, проведена экспертиза выделения и оценок ловушек различными сейсмическими организациями. Выполняя работы по анализу подтверждаемости ресурсов, порой просто поражаешься их удивительному научному предвидению, необыкновенному геологическому «чутью», когда даже в таких сложнопостроенных объектах как ачимовская толща, открытые спустя десятилетия залежи, как «под копирку» повторяют контуры ловушек-предшественниц.

К заслугам этих же специалистов и других сотрудников отделения геологии Центра и, конечно, значительной «армии» тюменских геологов и сейсмиков можно отнести и достаточно высокую подтверждаемость (точность оценок) ресурсов локальных объектов в округе по результатам ГРР.

Степень надежности количественного прогноза ресурсов локальных объектов категорий D_0 или $D_л$ (до 2016 г., соответственно, $С_3$ и $Д_{1л}$) и успешности поискового и разведочного бурения оценивается в НАЦ РН по трем традиционно используемым показателям: коэффициентам успешности ($К_{усп.}$), подтверждаемости ($К_{подтв.}$) и достоверности ($К_{дост.}$), величины которых в целом по округу по результатам ГРР за 2000–2009 гг. составили, соответственно – 0,28; 1; 0,42.

Задача получения этих количественных показателей достаточно сложная, корректность решения ее, в первую очередь, зависит от того, насколько методически правильно исследователи подходят к подготовке исходной информации и к ее объективному осмыслению.

Само понятие и алгоритм расчета коэффициентов надежности общеизвестны в практике прогноза не одно десятилетие (не считая некоторые вариации в определении $К_{усп.}$). Однако следует отметить, что специалистами Центра (Л.Г. Судат и др.) еще в начале 2000-х гг. был предложен принципиально новый подход к выбору объекта исследования точности оценок ресурсов

Рис. 9.
Оценка начальных суммарных ресурсов нефти и их структуры для территорий административных районов ХМАО – Югры

D_0 и $D_л$, при котором анализ подтверждаемости и достоверности оценок ресурсов и успешности поисково-разведочного бурения проводится по отдельным ловушкам и, соответственно, изолированным в пространстве открытым единичным скоплениям УВ (залежам УВ), а не в целом по структуре (объекту), включающей одну или несколько ловушек. При таком подходе появляется возможность дифференцированной оценки искомых коэффициентов по объектам оценки начальных суммарных ресурсов (НГК, НГПК, частям НГПК).

На целесообразность проведения анализа подтверждаемости ресурсов и успешности поиска по отдельным горизонтам разреза, как более корректного в случае, когда не весь этаж нефтеносности опоискован, указывалось давно (Н.Х. Кулахметов, В.И. Шпильман и др., 1977). Однако на протяжении длительного времени предпочтение отдавалось другому подходу – в целом по структурам (объектам). Следует отметить, что усовершенствованная методика оценки коэффициентов надежности с выбором в качестве элементарного объекта расчетов коэффициентов именно ловушки, а не структуры (объекта), предложенная в лаборатории, включена в новое подготовленное к печати «Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата РФ».

Первая практическая реализация расчета коэффициентов надежности оценок ресурсов D_0 и $D_л$ в целом по ХМАО – Югре и дифференцированно по отдельным объектам разреза по результатам ГРР за 2000–2009 гг. была выполнена специалистами лаборатории в 2010–2012 гг. в рамках государственного контракта «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата РФ, субъектов федерации и крупных нефтегазоносных регионов по состоянию изученности на 1 января 2009 г.» (***рис. 7***).

Дальнейшие уточнения этих коэффициентов по материалам последующих ГРР свидетельствуют об удовлетворительной сходимости расчетных значений показателей надежности прогноза в целом по территории ХМАО за два анализируемых периода.

Нельзя не упомянуть и кропотливую работу по формированию балансов локализованных ресурсов нефти категории D_0 и $D_л$ в пределах территории ХМАО – Югры, которые последние два года составляются в соответствии с новой расширенной формой федерального статистического наблюдения № 6-ГР, а именно, с приведением

Рис. 10.
Оценка начальных суммарных ресурсов нефти зон геолого-экономической оценки ресурсов территории ХМАО – Югры (2014 г.)

перечня параметров (в том числе подсчетных) по каждой ловушке, а также показателей динамики ресурсов за год. Молодые специалисты лаборатории с энтузиазмом взялись за это дело, «перелопатили» не один десяток паспортов объектов, материалов сейсмопартий, ранее сформированных балансов и в достаточно короткий срок успешно справились с поставленной задачей.

В связи с этим хочется сказать слова благодарности нашей «альма-матер» (для большинства сотрудников Центра) – Тюменскому индустриальному университету (бывшему ТИИ, широко известному в народе как «Индус»). Не перевелись еще в его стенах за полвека думающие и старательно изучающие непростую науку геологию студенты! Так держать, ТИУ!

Сформированный в лаборатории «Баланс подготовленных ресурсов нефти категории D_0 в пределах нераспределенного фонда недр территории ХМАО – Югры» (ранее перспективных ресурсов категории C_3) практически в неизменном виде включается в ежегодно издаваемый Федеральным агентством по недропользованию «Государственный баланс полезных ископаемых РФ» углеводородного сырья по Ханты-Мансийскому автономному округу.

Широкий круг проводимых исследований по количественной оценке ресурсной базы округа, произвольных фрагментов на его территории (***рис. 8***, ***9***), расчету и анализу структуры ресурсов и ее динамики обуславливает участие лаборатории в выполнении различных договорных работ Центра, а также оперативных заданиях от правительственных органов ХМАО – Югры.

Значимым по объему исследований и их научно-практической новизне стало участие лаборатории в выполнении работ (2013–2014 гг.) по государственному контракту «Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской НГП в пределах границ ХМАО». Такого рода исследования – заключительный этап каждого очередного уточнения ресурсного потенциала нефтегазоносных провинций страны – как в «советские» времена, так и в настоящее время.

При установившемся подходе к оценке экономической значимости ресурсной углеводородной базы провинций (регионов) согласно принятой на время выполнения договора методике, расчеты осуществляются по нефтегазоносным областям (НГО) в пределах провинций, а в разрезе последних – по объектам оценки НСР УВ (НГК, НГПК, частям НГПК).

Однако специалистами Центра (по предложению А.В. Шпильмана) была обоснована целесообразность осуществления геолого-экономической оценки ресурсов региона (ХМАО)

по целенаправленно выделенным зонам, характеризующимся сравнительно равномерной освоенностью ресурсной базы нефти в пределах их контуров, но существенно различающимся по данному показателю между собой (***рис. 9***).

Принципиально новый подход к геолого-экономической оценке ресурсов УВ округа был одобрен на рабочем совещании заказчиком (ФГБУ «ВНИГНИ») и был успешно применен в рамках соответствующего договора.

Анализ закономерностей распределения открытых месторождений с привлечением данных по плотностям начальных суммарных ресурсов и их выявленности, позволил выделить на территории округа 12 зон, характеризующихся существенно отличающейся освоенностью ресурсной базы от максимума (80%) до минимума (менее 10%), которая является определяющей при выборе оцениваемых категорий невыявленных ресурсов.

Задача лаборатории заключалась в уточнении начальных суммарных ресурсов УВ объектов разреза (НГК, НГПК, частей НГПК) в пределах каждой из 12 зон и распределение их по степени изученности. Кроме того, выполнялись расчеты качественной структуры начальных суммарных и перспективных ресурсов объектов категории D_1 (по старой классификации – прогнозных), под которой понимается распределение ресурсов по залежам и месторождениям разной крупности.

Новаторской в новом подходе счета по поисковым зонам была также идея, предложенная специалистами лаборатории, которая заключалась в объединении сближенных оцененных локальных объектов (структур) в группы (подзоны) для расчета рисков, связанных с поиском новых залежей и переводом подготовленных ресурсов в запасы месторождений (***рис. 10***). В процессе счета были использованы результаты проведенного ранее анализа подтверждаемости ресурсов категории D_0 на территории ХМАО – Югры (***рис. 7***).

Специалистам в области прогноза нефтегазоносности Западной Сибири известно, что при достаточно высокой степени изученности территории ХМАО – Югры оценка ее углеводородного потенциала в целом на протяжении последних десятилетий остается практически неизменной, чего нельзя сказать о пространственном его распределении. Оценки начальных суммарных ресурсов УВ отдельных частей территории округа (Пылькараминская, Юганско-Колтогорская, Фроловская, Ляминская, Сабунская и др. зоны), выполненные сотрудниками лаборатории в рамках различных тематических исследований Центра, позволили в ряде случаев существенно уточнить распределение ресурсов УВ по нефтегазоносным комплексам и по площади распространения их перспективных отложений. Это, в свою очередь, явилось основой выделения первоочередных объектов (горизонтов, участков, ловушек) для постановки поискового и разведочного бурения и, в конечном итоге, разработки рекомендаций по дальнейшему развитию сырьевой базы исследуемых зон.

И сегодня есть уверенность в том, что и в будущем количественный прогноз нефтегазоносности, которому посвятил значительную часть своих исследований создатель Центра – Владимир Ильич Шпильман, останется надежным фундаментом эффективного освоения недр региона при любых экономических условиях недропользования.

UDC 553.98;553.04

N.V. Sudat, PhD, Head of Oil and Gas Resource Evaluation Laboratory of Department of Geology, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], N.Sudat@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

Forecast of Oil and Gas in KhMAO-Ugra – from the Establishment of the V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil and to this Day

Abstract. One of the main tasks of the Shpilman scientific–analytical center is the monitoring of the hydrocarbon resource base of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug–Yugra; its decision is based on a quantitative assessment of the forecast and future HC resources. The main tasks of the laboratory "Estimates of oil and gas resources" are associated with a quantitative forecast of oil and gas, an analysis of the structure of reserves and resources of the district and their dynamics – monitoring of the resource base of Khanty–Mansi Autonomous District. The results of the hydrocarbon resource potential evaluation are in demand when performing a wide range of research works at any stages of development of territories, incl. in modern conditions of subsoil use. The author is confident that in the future the quantitative forecast of oil and gas content will remain a reliable foundation for the effective development of the subsoil of the region

Keywords: hydrocarbons; resource base; KhMAO – Yugra; oil and gas potential; quantitative forecast; predictive and prospective resources; monitoring of the resource base; confirmability of the forecast; geological and economic assessment of resources

УДК 553.983: 550.8.05 (550.8.013)

А.А. Сидоров
канд. физ.-мат. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение математического моделирования геологических объектов
заведующий лабораторией математического моделирования
darth@crru.ru

Цифровая модель геологического строения осадочного чехла центральной части Западной Сибири

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Цифровой структурный каркас представляет собой совокупность математических алгоритмов с предопределенными параметрами и связями, в результате работы которых получают набор согласованных карт – структурных, изохрон, скоростей, толщин пластов и комплексов, карт свойств. Новая информация (разбивки, сейсмическая корреляция), загружаемая в базу данных, передается в модель, обновление которой происходит в автоматическом режиме. Специалисты, курирующие соответствующие геологические объекты, имеют интерактивный доступ к результатам построений непосредственно со своего рабочего места и могут оперативно принимать решения относительно правильности внесенных изменений. На текущий момент ЦСК покрывает центральную часть Западно-Сибирской НГП, включая ХМАО, прилегающие районы ЯНАО, юга Тюменской и Томской областей и характеризует юрскую и меловую части разреза. Существует также территориальное дополнение цифровой модели юрской толщи для центральных и северных частей ЯНАО, включая Таймыр

Ключевые слова: цифровые модели; геокартирование; вариационный метод; цифровой структурный каркас; попластовые карты свойств

С момента основания НАЦ РН перед отделением математического моделирования стояла задача разработки и практической реализации технологий создания численных моделей геологических объектов и процессов, частным случаем чего является геокартирование. В основу был положен многолетний опыт, наработанный специалистами отделения с середины 1970-х гг., в результате чего появился ряд решений, основанных на мощном и гибком вариационном методе геологического картирования (ВГМК), реализованных в специализированном программном продукте *GST* (*GeoSpline Technology*).

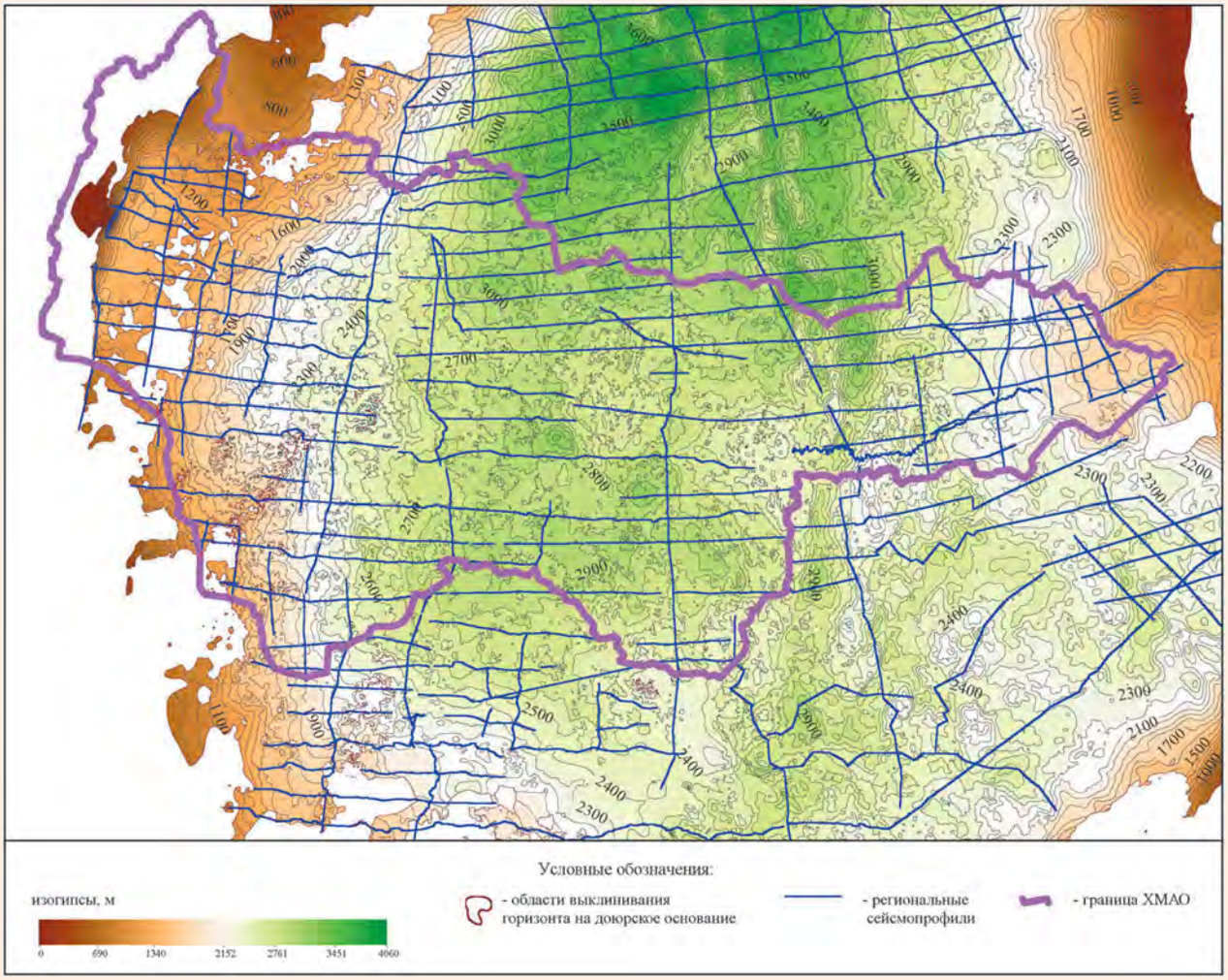
В настоящее время существует множество интерполяционных или аппроксимационных методов приближения. Не вдаваясь в их подробный анализ, отметим, что большинство из них не содержит принципиально новых идей, поскольку задача картопостроения рассматривается как формальное приближение исходных данных некоторыми функциями.

Принципиально иной подход к проблеме геокартирования подразумевает использование априорной информации о свойствах восстанавливаемой поверхности. В кригингах это делается с помощью вариограмм, являющихся оценкой автокорреляционной функции некоторого случайного поля. В вариационном методе картирования в качестве априорной информации задаются линейные операторы, описывающие свойства картируемой поверхности, и соответствующие им функционалы. Вариационная постановка задачи записывается следующим образом:

$$\rho \left\| Lu + Np - \tilde{z} \right\|_{l_2}^2 + \alpha \cdot S + \beta \left\| Au - Bv \right\|_{L_2(\Omega)}^2 = \min_{u \in H, \lambda, \mu},$$

где u – картируемое поле, $\tilde{z}$ – реальные измерения геологического параметра или его трансфор-

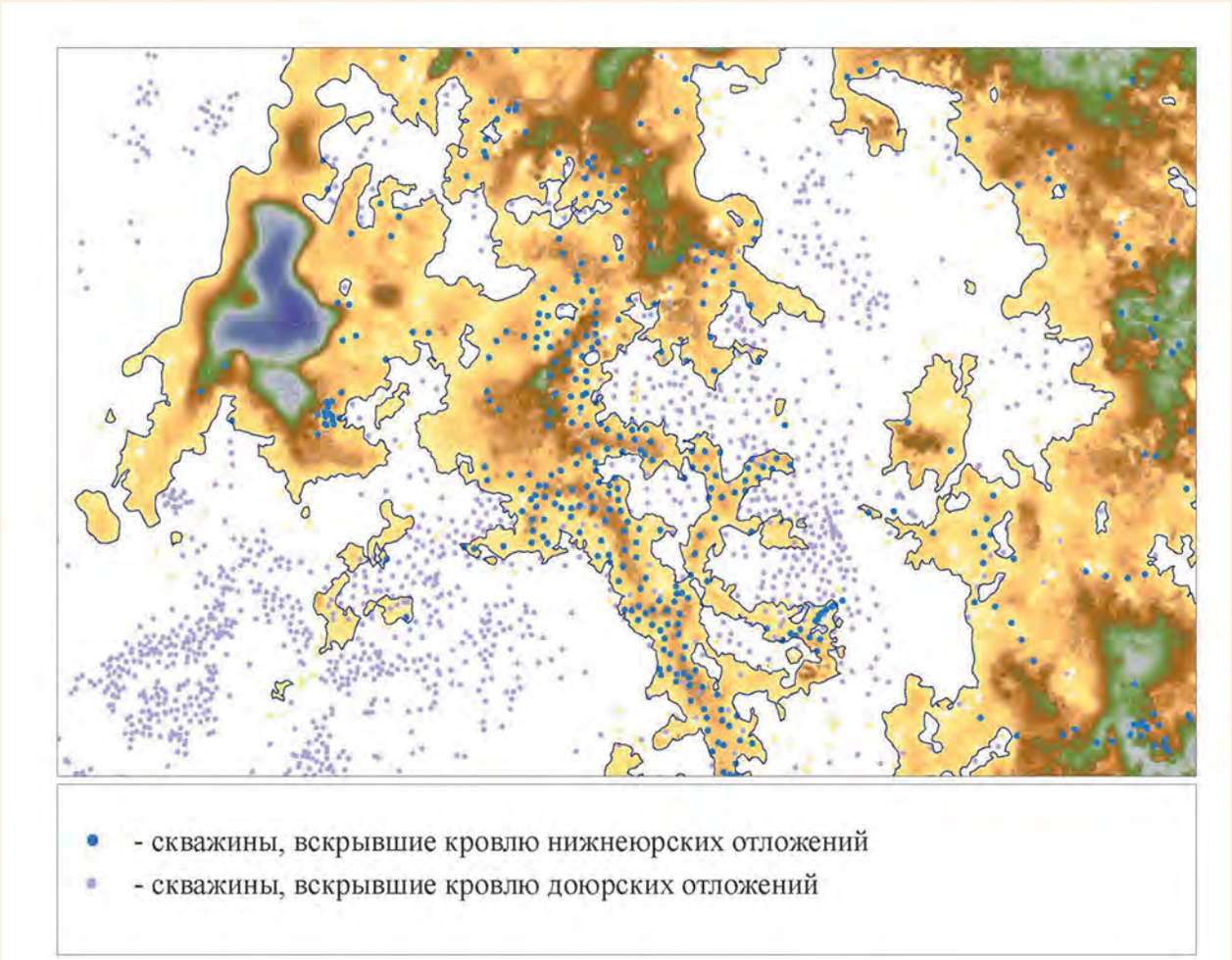
Рис. 1.
Структурная карта отражающего горизонта Б (подошвы баженовской свиты и ее возрастных аналогов) по центральной части Западно-Сибирской НГП



мант, p, ν – известные поля, косвенно связанные с картируемым, *A, B, L, N* – дифференциальные линейные операторы, в общем случае, второго порядка, *S* – стабилизирующий функционал, α, β, ρ – неотрицательные весовые функции. Первое слагаемое определяет значения картируемого поля в заданных точках, следующие два, выражающиеся дифференциальными уравнениями второго порядка, характеризуют интегральное поведение поля, т.е. определяют его в областях интерполяции и экстраполяции. В этом и заключается принципиальное отличие ВМГК от кригингов – представления о природе картируемого поля задаются в задаче напрямую, с помощью дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих тот или иной физический процесс. Это позволяет расширить область применения метода от структурного картирования к моделированию полей давления, температур, концентраций и других параметров, распределение которых возможно записать в форме физико-математической модели. Так, например, в рамках этого подхода нами было произведено моделирование температурной истории по территории Речицкого месторождения (Беларусь).

Бесспорное преимущество ВМГК заключается в малой чувствительности этого метода к числу точек исходных данных. Иными словами, увеличение их количества с тысячи до миллиона не приведет к существенному повышению требований к вычислительным ресурсам. Этот аспект открывает принципиально новые возможности в математическом моделировании геологических объектов, а именно – позволяет строить детальные карты на большие территории с использованием широкого спектра исходных данных: стратиграфических разбивок, сейсмической корреляции, трендов, результатов оцифровки изолиний или фрагментов других карт, карт потенциальных полей и т.д. Под большой территорией в данном случае понимается,

Рис. 2.
Фрагмент карты общих толщин нижнеюрских отложений – район Красноленинского свода; рисунок иллюстрирует модель выклинивания пластов на фундамент



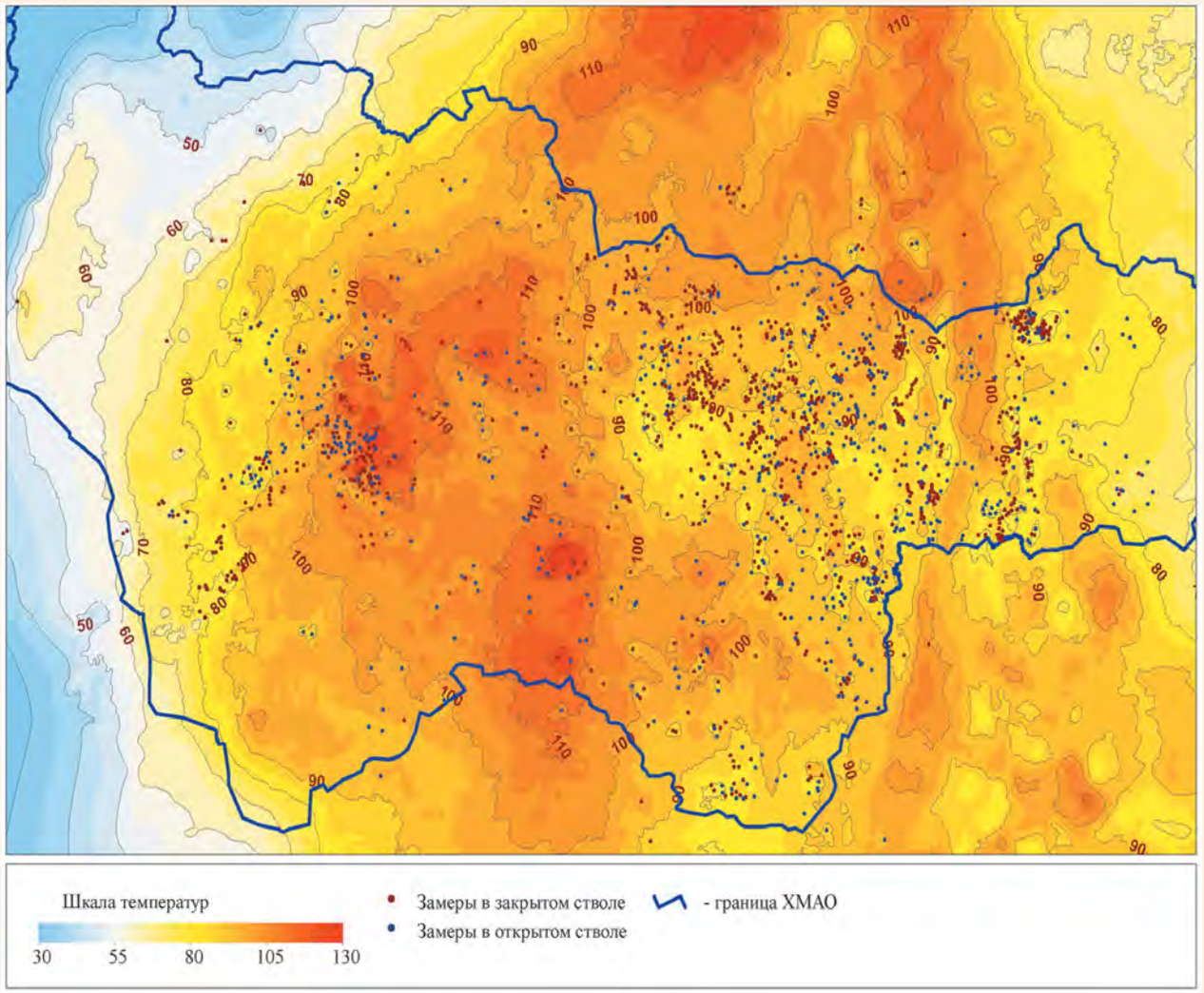


Рис. 3.
Карта пластовых температур баженовской свиты

например, Западно-Сибирская НГП, а под детальностью – возможность выделения структур размерами порядка 0,5–1 км.

Технология, методика картирования, а также программное обеспечение совершенствовались в ходе выполнения работ, в том числе и федеральных заказов, по территории ХМАО и прилегающим областям Западно-Сибирской НГП. Так, в 2002 г. мы приступили к созданию цифровой структурной карты по кровле доюрского основания, в ходе чего была отработана схема корректного использования разнородной, неравномерно распределенной сейсмической информации. Эта методика позволила использовать весь объем сейсмической корреляции, на тот момент это порядка 1000 площадных сейсмопрофилей, с автоматическим нивелированием невязок в крестах профилей. Ее смысл заключается в использовании в качестве картируемого признака не самих значений t_0, а их производных в направлении сейсмического профиля, т.е. формы следа сейсмической границы.

Следующий этап развития наших подходов к картированию начался в 2007 г. в рамках выполнения федерального заказа по созданию структурной модели юрской части разреза осадочного чехла по территории ЗС НГП. Была успешно применена технология построения структурных карт пластов юрской толщи, опробованная до этого на относительно небольших территориях. Очевидно, что для картирования стратиграфических границ, не обеспеченных достаточно плотной сейсмической информацией, необходимо использовать различные модели конформности с подстилающими или вышележащими горизонтами. Иногда в западных пакетах это называется трендами. В нашем случае для построения согласованного каркаса юрских отложений в качестве модели априорных знаний мы выбираем следующие уравнения:

$$\frac{\partial H_i}{\partial x} = \lambda \frac{\partial H_{a-b}}{\partial x} + C_1, \frac{\partial H_i}{\partial y} = \lambda \frac{\partial H_{a-b}}{\partial y} + C_2 .$$

В данном случае H_i– мощность между картируемой поверхностью и кровлей доюрских отложений, H_{a-b} – общая мощность юрского чехла. Коэффициент λ имеет смысл коэффициента конформности мощности. Его величина может варьироваться от 0 до 1. Случай $\lambda=0$ имеет место, когда картируемая поверхность U_i наследует только форму кровли доюрских отложений; $\lambda=1$, если поверхность полностью наследует форму верхней опорной границы. Коэффициенты C_1, C_2 описывают региональный тренд мощности; они и коэффициент конформности λ определяются автоматически в ходе выполнения счетной процедуры. Предложенная модель относительно проста, однако она весьма качественно описывает геометрию пластов, их выклинивание и обладает хорошими прогнозирующими свойствами.

В 2016 г. при выполнении работ по оценке генерационного потенциала баженовской свиты мы получили опыт по построению региональных карт физических свойств пластов, таких как температура, давление, геохимические кинетические параметры. Важно отметить, что это была не формальная интерполяция между точками наблюдений, учитывались зависимости картируемых величин от глубины залегания, геометрии выступов фундамента, пластовой температуры и т.д.

По мере обретения опыта мы пришли к пониманию того, что строить набор карт «с нуля» каждый раз по случаю начала новых работ не только малоэффективно, но и неверно. Новые построения должны в той или иной мере опираться на результаты предыдущих расчетов и, в свою очередь, дополнять имеющуюся модель. Из этого и родилось понятие «Цифровой структурный каркас региона».

Цифровой структурный каркас (ЦСК) – это больше чем просто набор карт – структурных, изохрон, скоростей, толщин пластов и комплексов, карт свойств. Он представляет собой совокупность математических алгоритмов с предопределенными параметрами и связями, в результате работы которых мы и получаем указанный набор согласованных карт. Технологический цикл устроен таким образом, что вся новая информация (разбивки, сейсмическая корреляция), загружаемая в базу данных Центра, передается в модель, обновление которой происходит в автоматическом режиме. Специалисты Центра, курирующие соответствующие геологические объекты, имеют интерактивный доступ к результатам построений непосредственно со своего рабочего места и могут оперативно принимать решения относительно правильности внесенных изменений.

Таблица 1.
Цифровая модель осадочного чехла

1 уровень	**Картирование опорных горизонтов**
	Карты изохрон по опорным отражающим горизонтам
	Скоростная модель (согласованный набор карт средних скоростей)
	Структурные карты по опорным отражающим горизонтам
2 уровень	**Наполнение разреза**
	Структурные карты и карты общих толщин пластов, заключенных между опорными отражающими границами
	Границы распространения пластов и комплексов
3 уровень	**Моделирование свойств**
	Попластовые карты геологических, физических и геохимических свойств

На текущий момент ЦСК покрывает центральную часть Западно-Сибирской НГП, включая ХМАО, прилегающие районы ЯНАО, юга Тюменской и Томской областей, и характеризует юрскую и меловую части разреза. Существует также территориальное дополнение цифровой модели юрской толщи для центральных и северных частей ЯНАО, включая Таймыр. Наглядно внутреннюю иерархию структурного каркаса можно представить в виде схемы, приведенной в ***табл. 1***.

На текущий момент ЦСК покрывает центральную часть Западно-Сибирской НГП, включая ХМАО, прилегающие районы ЯНАО, юга Тюменской и Томской областей, и характеризует юрскую и меловую части разреза

На первом уровне рассчитываются структурные карты по опорным отражающим горизонтам, формирующие каркас модели. В качестве опорных горизонтов выбираются границы, наиболее полно обеспеченные исходными данными, прежде всего, сейсмической корреляцией. То есть построения осуществляются в первую очередь на основе данных прямых наблюдений с минимальным привнесением в модель априорных представлений. Далее, на втором уровне, происходит детализация цифрового каркаса по разрезу: картируются пласты, заключенные между опорными границами. Поскольку эти внутренние границы, как правило, значительно хуже обеспечены детальной сейсмической корреляцией, в расчетах используются различные модели конформности, гарантирующие должную степень согласованности стратиграфических поверхностей.

Из представленной выше схемы следует, что каждый последующий уровень построений основывается на элементах модели, рассчитанных на уровне предыдущем – это основа внутренней иерархии цифрового каркаса региона. Наличие иерархии позволяет автоматизировать процесс построения и, что особенно важно, обновления модели при изменении исходных данных, таким образом, существенно экономя рабочее время специалистов.

Построение попластовых карт свойств (третий уровень) – это первый шаг к объемной модели осадочного чехла. Здесь следует отметить, что мы находимся в начале пути. Недавно модель пополнилась картами температур, вещественного состава и геохимических параметров пачек баженовской свиты, однако дальнейшее развитие этого направления требует как совершенствования программного обеспечения, так и более полного изучения имеющихся возможностей вариационного метода геологического картирования.

UDC 553.983: 550.8.05 (550.8.013)

A.A. Sidorov, PhD, Head of the Laboratory of Mathematical Modeling of Department of Mathematical Modeling of Geological Objects. Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], darth@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

A Digital Model of the Geological Structure of the Sedimentary Cover of the Central Part of Western Siberia

Abstract. A digital structural framework is a collection of mathematical algorithms with predefined parameters and relationships, resulting in a set of matched maps – structural, isochron, velocities, thicknesses of seams and complexes, property maps. The new information (breakdowns, seismic correlation) loaded into the database is transferred to the model, which is updated automatically. Specialists who supervise the relevant geological objects have interactive access to the results of the construction directly from their workplace and can make quick decisions about the correctness of the changes made. At the moment, the digital structural framework covers the central part of the West Siberian oil and gas province, including the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug, adjacent areas of the Yamal–Nenets Autonomous District, the south of the Tyumen and Tomsk regions, and characterizes the Jurassic and Cretaceous parts of the section. There is also a territorial addition of the Jurassic digital model for the central and northern parts of the Yamal–Nenets Autonomous District, including Taimyr.

Keywords: digital models; geo–mapping; variational method; digital structural framework; plastic properties maps.

УДК 552.5/553.983:550.8.02(550.8.05)

Е.Е. Оксенойд
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение геологии
заведующий лабораторией геологии отложений баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса
oksenoyd@crru.ru

Изучение баженовской свиты – ключевое направление развития НАЦ РН им. В.И. Шпильмана

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Сегодня в условиях естественного падения добычи на многих давно разрабатываемых месторождениях баженовские отложения рассматриваются в качестве одного из главных источников поддержания ресурсной базы углеводородного сырья в Западной Сибири – основном нефтедобывающем регионе России. В НАЦ РН сформирована база анализов керна баженовских отложений: геохимические, минералогические, петрографические и другие исследования более чем из 200 скважин, пробуренных по всей территории ХМАО-Югры. Имеющаяся информация позволила сформировать геологическую, минералогическую и геохимическую модели баженовской свиты. В силу сложности своей структуры и организации баженовская свита является не только важным перспективным объектом восполнения ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири, но и выступает двигателем развития новых технологий, науки в целом

Ключевые слова: сланцевая нефть; баженовская свита; исследования керна; геолого–геофизическая модель; Баженовский полигон; технологии освоения и разработки; параметрическая скважина Баженовская 1; полуколлектора; Речицкое месторождение

Баженовская свита (БС) с ее фациальными аналогами согласно оценке американской *US Energy Information Administration* 2013 г. занимает первое место в мире по величине суммарных технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти, которые, по разным подсчетам, составляют несколько миллиардов тонн. По официальной оценке, выполненной НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса территории ХМАО – Югры составляют 3,1 млрд т, это оценка ресурсов в зонах естественной продуктивности БС. Сегодня в условиях естественного падения добычи на многих давно разрабатываемых месторождениях баженовские отложения рассматриваются в качестве одного из главных источников поддержания ресурсной базы углеводородного сырья в Западной Сибири – основном нефтедобывающем регионе России.

НАЦ РН начал целенаправленно заниматься изучением баженовской свиты в 2012 г. в рамках контракта с французской нефтегазовой компанией *Total*. Изучалось строение, литолого-петрофизические и геохимические особенности баженовско-абалакских отложений, выполнялась оценка перспектив их нефтеносности в западной части ХМАО – Югры. В 2014–2016 гг. исследования продолжились в рамках работ по оценке перспектив нефтеносности баженовской свиты всей территории ХМАО – Югры, выполняемых по заказу Федерального агентства по недропользованию.

В НАЦ РН сформирована база исследований керна баженовских отложений. Описано и задокументировано около 3000 м керна более чем из 170 скважин из баженово-абалакских отложений и их аналогов, находящегося в окружном кернохранилище АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана». Геохимические и минералогические анализы керна собраны при выполнении тематических работ по крупным участкам территории ХМАО – Югры. Исследования выполнены в специализированных лабораториях: геохимия РОВ, битумоидов и нефтей – в ТомскНИПИнефть (проф. И.В. Гончаров) и ВНИГНИ (д-р геол.-мин. наук М.В. Дахнова); минералогические исследования (рентгеноструктурный и рентгенофлуоресцентный анализы, детальные геохимические исследования методом ICP-MS и др.) – в Институте геологии и геохимии им. акад. А.Н. Заварицкого УрО РАН (д-р. геол-мин. наук К.С. Иванов, канд. физ.-мат. наук Ю.В. Щапова, канд. геол.-мин. наук Н.В. Вахрушева), Институте минералогии УрО РАН (канд. геол.-мин. наук П.В. Хворов).

Общий объем имеющихся в НАЦ РН результатов пиролитических исследований керна баженовской свиты составил 3995 образцов из 208 скважин, определений $C_{орг}$ – 5485 из 322 скважин, объем минералогических анализов (РСА и РФА) – 3408 образцов из 191 скважины. Данные распределены по всей территории ХМАО – Югры.

Имеющаяся информация позволила сформировать геологическую, минералогическую и геохимическую модели баженовской свиты. В разрезе свиты выделены и закартированы 5 пачек, различающихся геохимическими и минералогическими характеристиками (***рис. 1***). Оценены объемы генерации УВ породами БС и остаточный нефтегенерационный потенциал. Геологические запасы нефти в баженовских отложениях на территории ХМАО – Югры составляют 123–150 млрд т.

Изучение баженовской свиты дало новый импульс развитию НАЦ РН. В работу были вовлечены специалисты разных профилей: геологи, петрофизики, сейсмики. Им пришлось «перелопатить» огромный объем информации: как наработанной предшественниками за 50 лет изучения баженовских отложений, так и современной наукоемкой, в том числе зарубежной, полученной в последнее десятилетие в результате «сланцевой революции». Существенные изменения произошли в сфере исследований керна: если еще 5 лет назад значительный объем анализов выполнялся в сторонних организациях, то сегодня такие геохимические исследования как пиролиз, РФА, РСА и др. выполняются в лабораториях окружного кернохранилища АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана».

Для совершенствования организации работ по изучению баженовской свиты в 2014 г. в НАЦ РН была создана лаборатория геологии баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса, одной из первых задач которой было координирование мероприятий, связанных с организацией Баженовского полигона.

Международный опыт показывает, что для освоения месторождений сланцевой нефти наряду с большим объемом геологических исследований требуется специальная аппаратура и технология. В связи с необходимостью не только разработки, но и внедрения инновационных технологий при освоении баженовской свиты на выездном заседании комитета Совета Федерации по экономической политике, состоявшемся 23 апреля 2014 г. в Тюмени, губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова объявила о создании НАЦ РН им. В.И. Шпильмана совместно с Минприроды научного полигона для изучения отложений баженовской свиты.

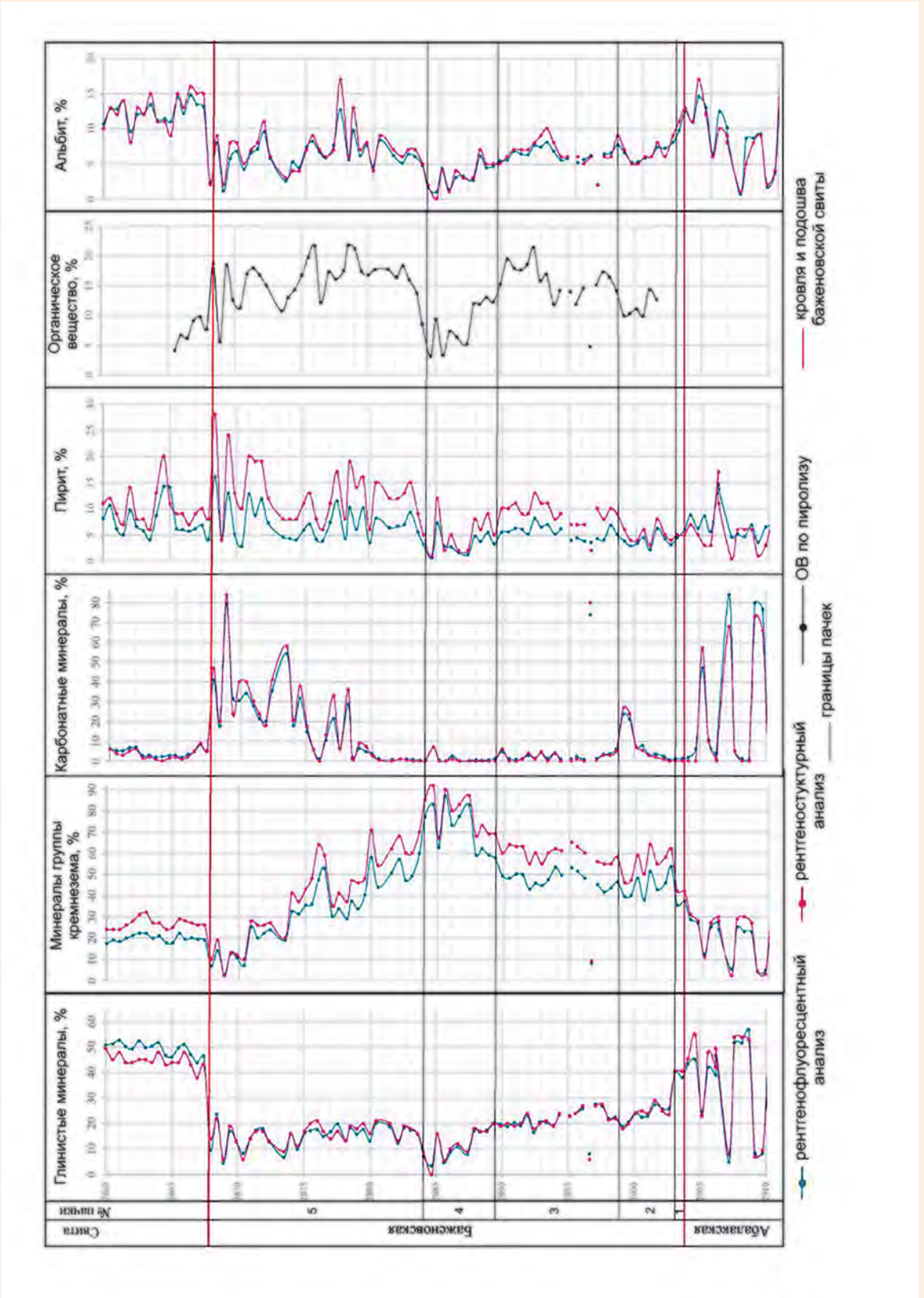


Рис. 1.
Изменение минералогических характеристик по разрезу БС

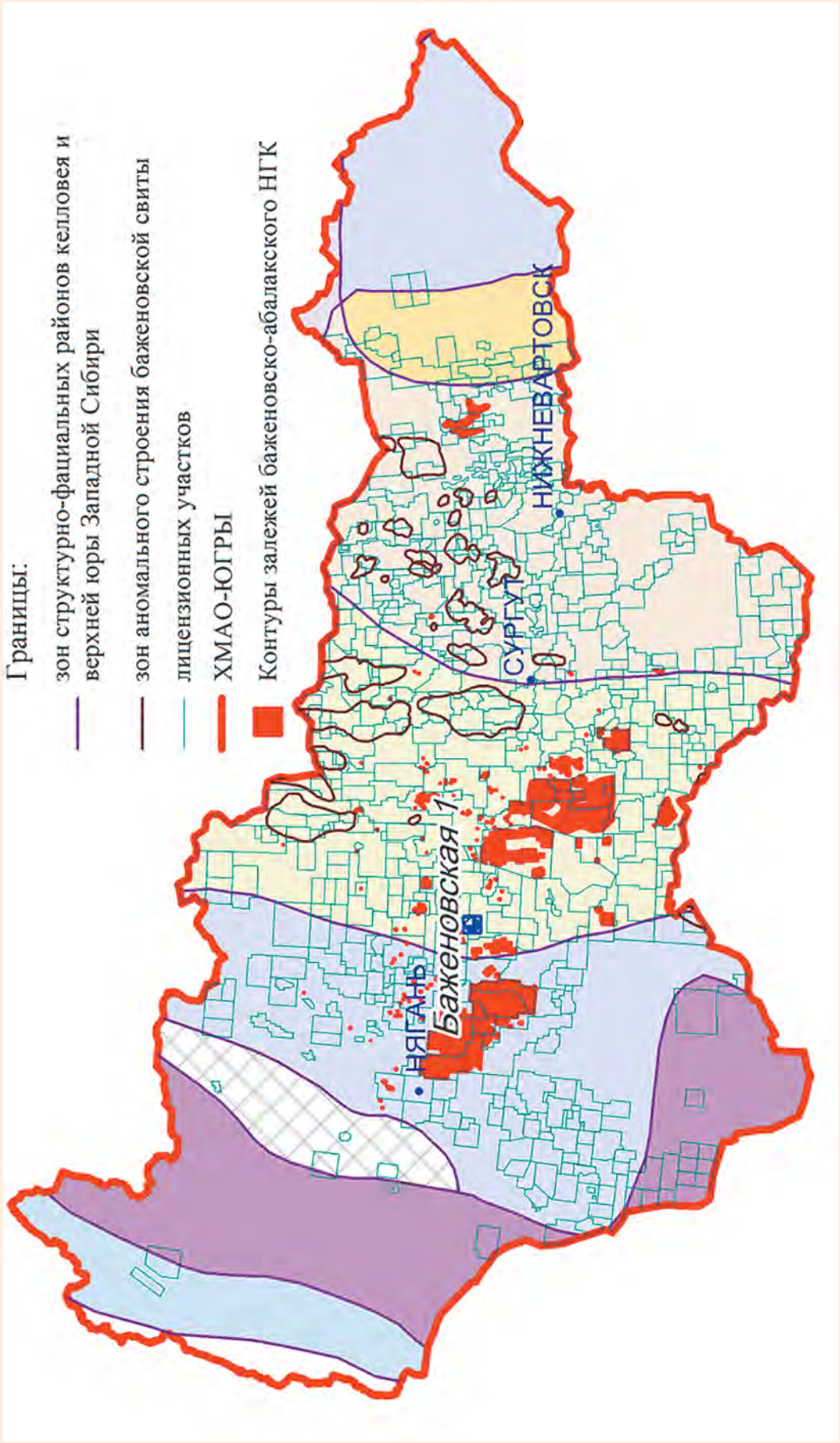


Рис. 2.
Местоположение параметрической скважины Баженовская 1

В Москве в Президиуме РАН был собран Координационный Совет по реализации соглашения между правительством ХМАО – Югры и Российской академией наук о научно-техническом сотрудничестве. Координационный совет рекомендовал НАЦ РН им. В.И. Шпильмана совместно с Министерством природных ресурсов и экологии РФ и РАН подготовить перечень мероприятий и предложения в научно-практическую программу работ на Баженовском научном полигоне.

Программа работ по научному полигону Баженовский, разработанная НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, предусматривала на I этапе проведение комплекса полевых геолого-геофизических и геохимических исследований для создания детальной геолого-геофизической модели отложений баженовской свиты. Геофизические исследования включали детальную гравиметрическую съемку, магниторазведку, электроразведку методами АМТЗ-МТЗ и ЗСБ-СВ-Н; геохимические исследования предусматривали гелиевую и радоновую съемки. Были запланированы сейсморазведочные работы 3D. В 2015 г. НАЦ РН была обоснована необходимость включения объекта «Проведение высокоточных сейсморазведочных работ 3D с повышенной плотностью сетки в пределах Баженовского научного полигона» в госпрограмму «Воспроизводство и использование природных ресурсов».

Бурение параметрической скважины Баженовская № 1 предусматривалось со вскрытием пород фундамента, максимально возможным отбором керна и расширенным комплексом ГИС. Предлагалось выполнить отбор изолированного керна и шлама и его исследования.

II этап предусматривал создание каркаса скважин для испытания и апробации различных технологий освоения и разработки отложений баженовской свиты. При этом предполагалось опробование как технологий, применяемых в США (множественный гидроразрыв пласта, термогазовое воздействие), так и уникальных российских технологий (спектрального импульсного воздействия, воздействия специальными химическими реагентами). На III этапе планировалось бурение горизонтальных скважин (ГС) с длиной горизонтального ствола 1000 м и разветвленно-горизонтальных скважины (РГС) с длиной горизонтального ствола 500 м, 800 м, 1000 м, отбор керна на горизонтальных (слабо наклонных) участках для изучения латеральной изменчивости свойств пород баженовской свиты. Задачей IV этапа было создание ячеек, сеток разработки, апробация и внедрение технологий.

В 2015 г. НАЦ РН им. В.И. Шпильмана в рамках проведения работ по созданию научного полигона Баженовский провел в Ханты-Мансийске серию всероссийских совещаний под эгидой заместителя Губернатора ХМАО – Югры С.М. Полукеева, на которых обсуждались вопросы, связанные с оптимизацией технических возможностей отбора и программы исследования баженовского керна, рекомендуемый комплекс ГИС, а также конкретные вопросы строительства параметрической скважины Баженовская № 1. В совещаниях приняли участие представители органов власти, сотрудники НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, сервисных компаний, институтов РАН и других научных институтов России, ГКЗ. В докладах участников совещания была представлена не только информация по исследованиям и технологиям, уже применяемым сегодня в России, но и по самым современным наукоемким и экспериментальным методикам. С представленными докладами и другими материалами по Баженовскому полигону можно ознакомиться на сайте НАЦ РН им. В.И. Шпильмана (http://www.crru.ru/bazhenov.html).

В результате были сформированы «Расширенный комплекс геофизических исследований опорно-параметрической скважины № 1 Баженовской» и «Комплекс исследований керна опорно-параметрической скважины № 1 Баженовской», которые были направлены на экспертизу в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых. По этим документам было получено положительное заключение Экспертно-технического совета ФБУ «ГКЗ» от 25.09.2015 г.

Предлагаемый комплекс ГИС отличался от стандартных для поисково-разведочных скважин дополнением таких более эффективных методов, как многозондовый БК, электрический имиджер, литоплотностной (ГГК-ЛП), кислород-углеродный (С/О) и ядерно-магнитный каротажи (ЯМК), широкополосная акустика (ШАК) и акустическое зондирование (АЗ). Предусматривался отбор изолированного керна, программа работ с керном включала в том числе блоки литолого-седиментологических, минералогических, геохимических исследований и анализ механических свойств керна. Проектная конструкция скважины позволяла производить зарезку боковых стволов и проводку горизонтальных участков в интервале баженовско-абалакских отложений.

В 2015 г. руководство Федерального агентства по недропользованию предложило включить скважину Баженовская № 1 в Перечень объектов Госзаказа, НАЦ РН обосновал точку расположения скважины Баженовская № 1 и подготовил «Техническое задание на разработку рабочего проекта на строительство опор-

но-параметрической скважины «Баженовская № 1», которое прошло экспертизы в АО «Росгеология» и ФГУП «ВНИГНИ».

В 2017 г. АО «Росгеология» заключило с АО НПЦ «Недра» договор на бурение параметрической скважины Баженовская № 1. Поскольку НАЦ РН им. В.И. Шпильмана осуществлял подготовку и обоснование строительства скважины и обладает необходимыми данными и опытом для успешного решения задач, возложенных на скважину Баженовская № 1, НПЦ «Недра» заключил с НАЦ РН договор на научное сопровождение исследований в процессе бурения параметрической скважины Баженовская № 1 и специализированные лабораторно-аналитические исследования керна баженовских отложений.

17 мая 2018 г. в 85 км к северо-западу от Ханты-Мансийска началось бурение параметрической скважины Баженовская № 1 с проектной глубиной 3200 м. Вокруг скважины открыты залежи в баженовских отложениях – на Верхненазымском, Средненазымском, Галяновском, Сыньеганском, Западно-Нялинском, Емангальскоем месторождениях (***рис. 2***).

На начало июля 2018 г. пробурено более 2000 м, отобран керн из викуловской и фроловской свит. По проекту вскрытие баженовской свиты ожидается на глубине 2800 м.

Керновый материал, полученный в результате бурения параметрической скважины, даст ответы на ряд вопросов, касающихся продуктивности баженовской свиты, этому же будут способствовать результаты геофизических исследований и испытаний.

Компетенции, полученные коллективом НАЦ РН при изучении баженовской свиты, позволили взяться за решение новой задачи: оценка возможного потенциала и перспективы освоения УВ из нетрадиционных залежей в полуколлекторах в пределах Припятского прогиба (Беларусь). Объектом исследования являются I-III пачки межсолевых отложений нижнефаменского яруса верхнего девона Речицкого месторождения. Это существенно карбонатные породы с содержанием $C_{орг}$ в диапазоне 0,5–3%. Целью работ является получение информации о литолого-фациальных особенностях исследуемых отложений, петрофизических, геохимических, упругих и прочностных свойствах горных пород. Должна быть создана геологическая, петрофизическая, седиментационная, геохимическая и геомеханическая модели отложений с целью выяснения перспектив их нефтеносности.

Диапазон выполняемых высокотехнологичных керновых исследований настолько широк, что кроме специализированных лабораторий окружного кернохранилища НАЦ РН им. В.И. Шпильмана в исследованиях участвуют лаборатории из Тюмени, Томска, Екатеринбурга и Санкт-Петербурга. НАЦ РН координирует все исследования, интегрирует и увязывает геохимические, минералогические, петрофизические, прочностные и др. характеристики с целью получения непротиворечивой модели исследуемых отложений.

Можно отметить, что на сегодняшний день баженовская свита является не только важным перспективным объектом восполнения ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири, но в силу сложности своей структуры и организации выступает двигателем развития новых технологий, науки в целом.

UDC 552.5/553.983:550.8.02(550.8.05)

E.E. Oksenoyd, Head of the Laboratory of Geology of the Bazhenovo–Abalak Oil and Gas Complex, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], oksenoyd@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

The Study of the Bazhenov Formation is a Key Area for the Development of the V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

Abstract. Today, in conditions of a natural decline in production in many long–developed fields, the Bazhenov Formation is considered as one of the main sources of maintaining the hydrocarbon resource base in Western Siberia, the main oil producing region of Russia. CRRU has created a database of core analyses of the Bazhenov rocks: geochemical, mineralogical, petrographic and other data from more than 200 wells drilled throughout the territory of KhMAO–Yugra. The available information has allowed creating geological, mineralogical and geochemical models of the Bazhenov shale. Due to the complexity of its structure and organization, the Bazhenov formation is not only an important perspective object for replenishing the resource base of hydrocarbons in Western Siberia, but also serves as an engine for the development of new technologies and science in general.

Keywords: shale oil; Bazhenov formation; core analyses; geological and geophysical models; Bazhenov testing ground; technologies of development and production; parametric well Bazhenovskaya 1; semi–reservoirs; Rechitsa field.

УДК 552.5/553.983:550.8.02(550.8.05)

Ю.А. Кузьмин
канд. геол.-мин. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов
заведующий отделением
kuzmin@crru.ru

Определение литологических типов баженовских отложений ХМАО – Югры

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

В 2017 г. завершена работа авторского коллектива по обоснованию и составлению «Временного методического руководства по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР). В июле 2017 г. ВМР рассмотрено ЭТС ГКЗ Роснедра и принято для апробации с 1 января 2018 г. сроком на 18 месяцев. ВМР утверждено в качестве методической основы определения подсчетных параметров баженовских отложений, в этом документе отсутствуют конкретные методы и способы оценки этих параметров, поскольку существуют различные подходы к реализации. В отличие от нескольких существующих методических приемов выделения по ГИС кластеров-литотипов по сопоставлению показаний методов нейтронного и гамма-каротажа НАЦ РН им. В.И. Шпильмана была предложена и реализована методика литотипизации разреза, основанная на результатах исследований вещественного (компонентного) состава баженовских пород по керну и данным ГИС

Ключевые слова: баженовские отложения; подсчет запасов нефти; методика литотипизации; компонентный состав

В 1986 г. ГКЗ СССР рассмотрен и впервые принят подсчет запасов нефти части залежи пласта $Ю_0$ баженовских отложений (БО) на площади участка месторождения Большой Салым, подсчет запасов нефти был выполнен объемным методом – геологических, эталонно-статистическим – извлекаемых.

Эффективная нефтенасыщенная толщина ($Н_{эфн}$) и коэффициент открытой пористости ($К_п$) коллекторов определялись двумя различными методиками с использованием трех геофизических методов: гамма (ГК), нейтронного (НК) и бокового (БК) каротажа, что являлось, по мнению экспертов, существенным недостатком. При обосновании подсчетных параметров авторами использовалась литотипизация разреза.

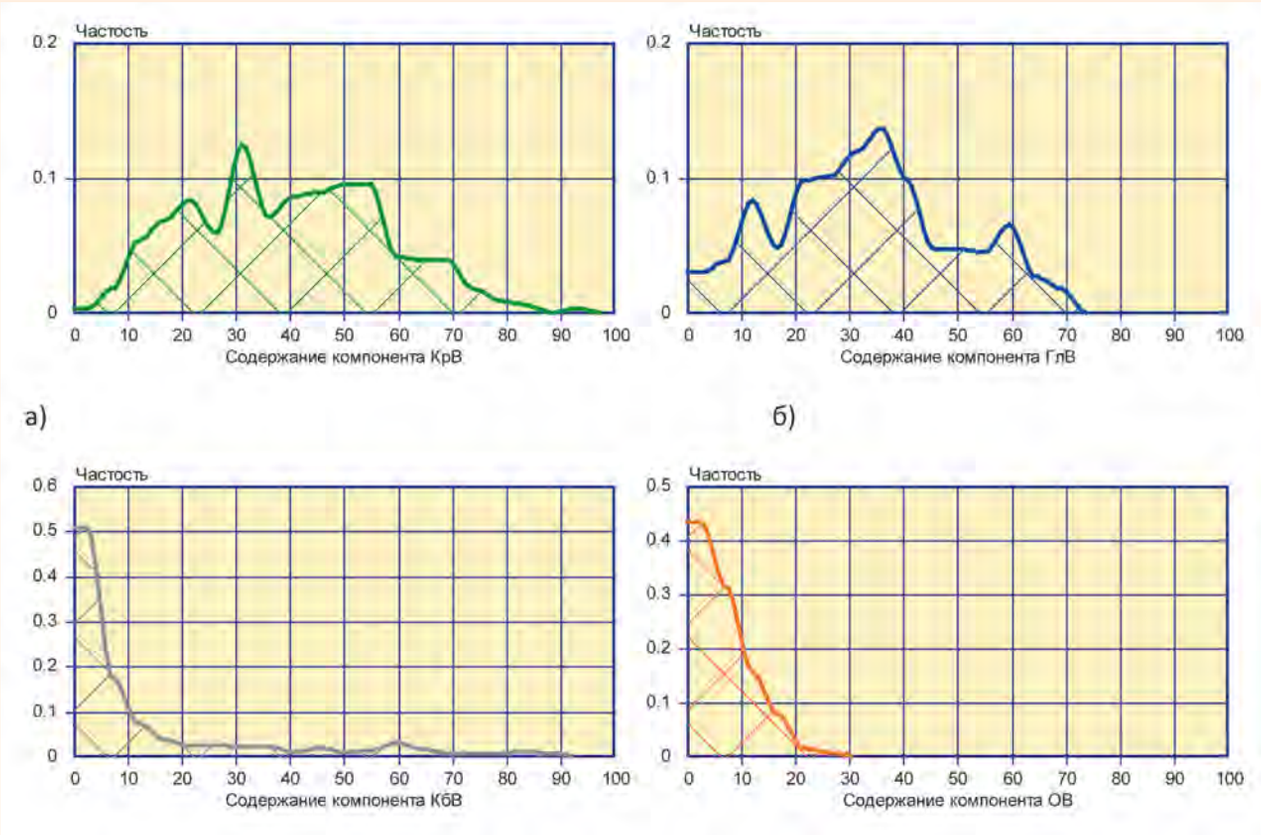
Принятые ГКЗ СССР значения подсчетных параметров оценивались как условные и составили, в среднем, следующие величины: $Н_{эфн}$ = 8 м (ориентировочно 1/3 общей толщины пласта $Ю_0$), $К_п$ = 10,2% и $К_н$ = 90%.

До 2017 г. эти значения параметров принимались в качестве подсчетных при госэкспертизе оперативных оценок запасов нефти БО, площадь нефтеносности залежей ограничивалась зоной дренирования скважин, при этом радиус дренирования принимался как для «обычных» терригенных коллекторов.

Оценка потенциальных ***ресурсов*** нефти БО методически выполнялась также объемным методом, эффективная нефтенасыщенная толщина отложений определялась на основе литотипизации разреза и выделения по промыслово-геофизическим методам в скважинах так называемых «потенциально продуктивных прослоев», приуроченных к двум литотипам пород – кремнистым с коллекторами трещинного типа и карбонатным с трещинно-кавернозными коллекторами. Прямые доказательства принадлежности этих литотипов к промышленно продуктивным породам в обосновании не приводились (только косвенные признаки).

Существенным препятствием в появлении эффективных методик оценки подсчетных параметров является практическое отсутствие комплексных геолого-геофизических и промысловых исследований, координации и обмена информацией о результатах изучения этого объекта научными центрами как государственных институтов, так и нефтяных компаний.

Рис. 1.
Распределение содержания компонентов баженовских пород, определенных на керне (% масс): а – глинистого вещества (ГлВ); б – кремнистого вещества (КрВ); в – карбонатного вещества (КбВ); г – органического вещества (ОВ)



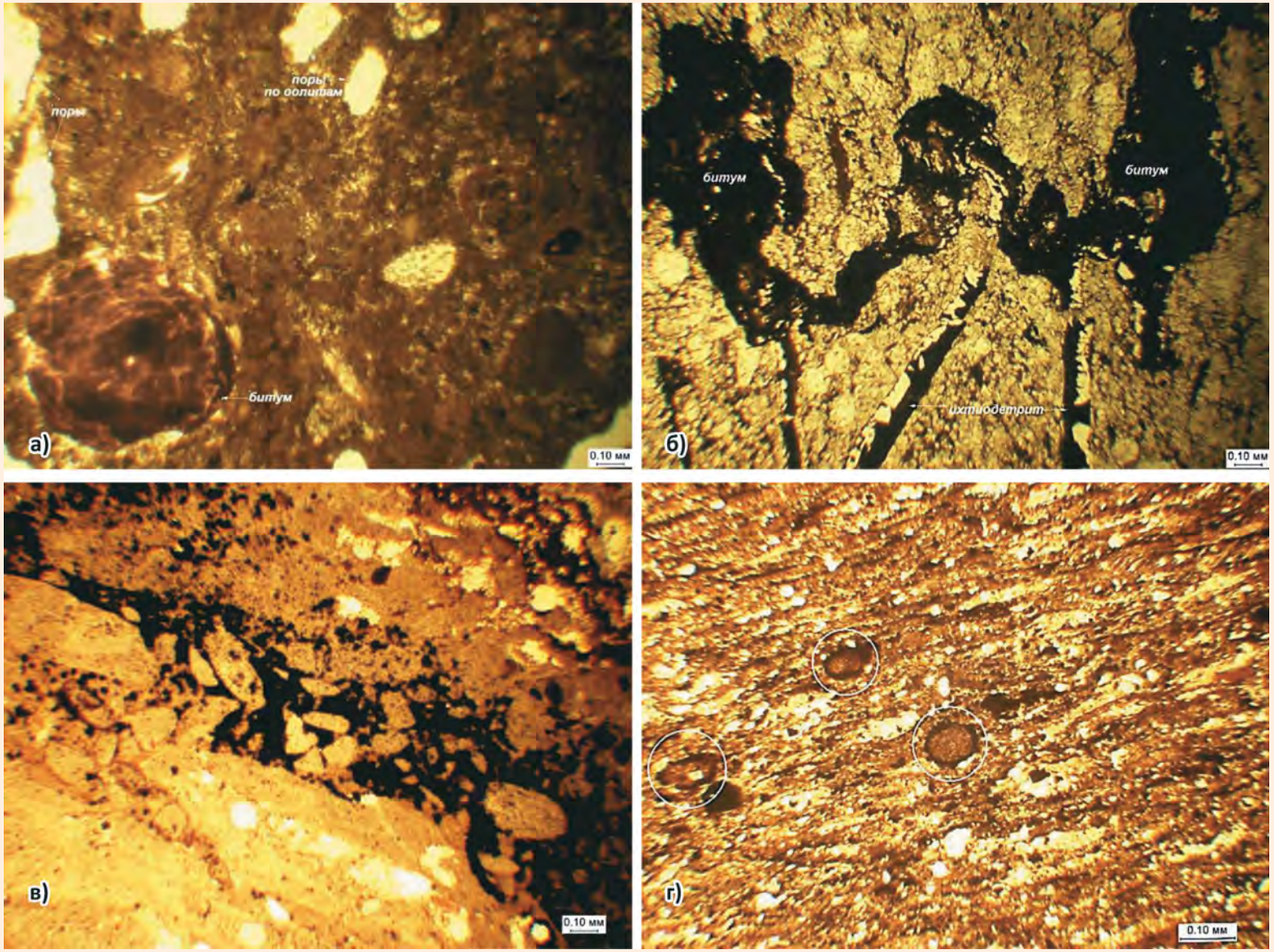


Рис. 2.
Форма нахождения керогена в баженовской породе различного вещественного состава: а – битумно-кремнистая порода с порами по ихтиодетриту и оолитам до 1,5 мм; б – крупные включения битума в карбонатной породе со структурами радиолярий, поры в битуме; в – известняк пелитоморфный с кремнистыми радиоляриями, трещина шириной до 0,6 мм, кавернозные полости до 1,2 мм; г – кремнисто-глинистая порода с реликтами радиолярий с заполненными битумом ядрами

В 2017 г. завершена работа авторского коллектива по обоснованию и составлению «Временного методического руководства по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР). В июле 2017 г. ВМР рассмотрено Экспертно-техническим советом ГКЗ Роснедра и принято для апробации с 1 января 2018 г. сроком на 18 месяцев.

ВМР утверждено в качестве методической основы определения подсчетных параметров баженовских отложений, в этом документе отсутствуют конкретные методы и способы оценки этих параметров, поскольку существуют различные подходы к реализации.

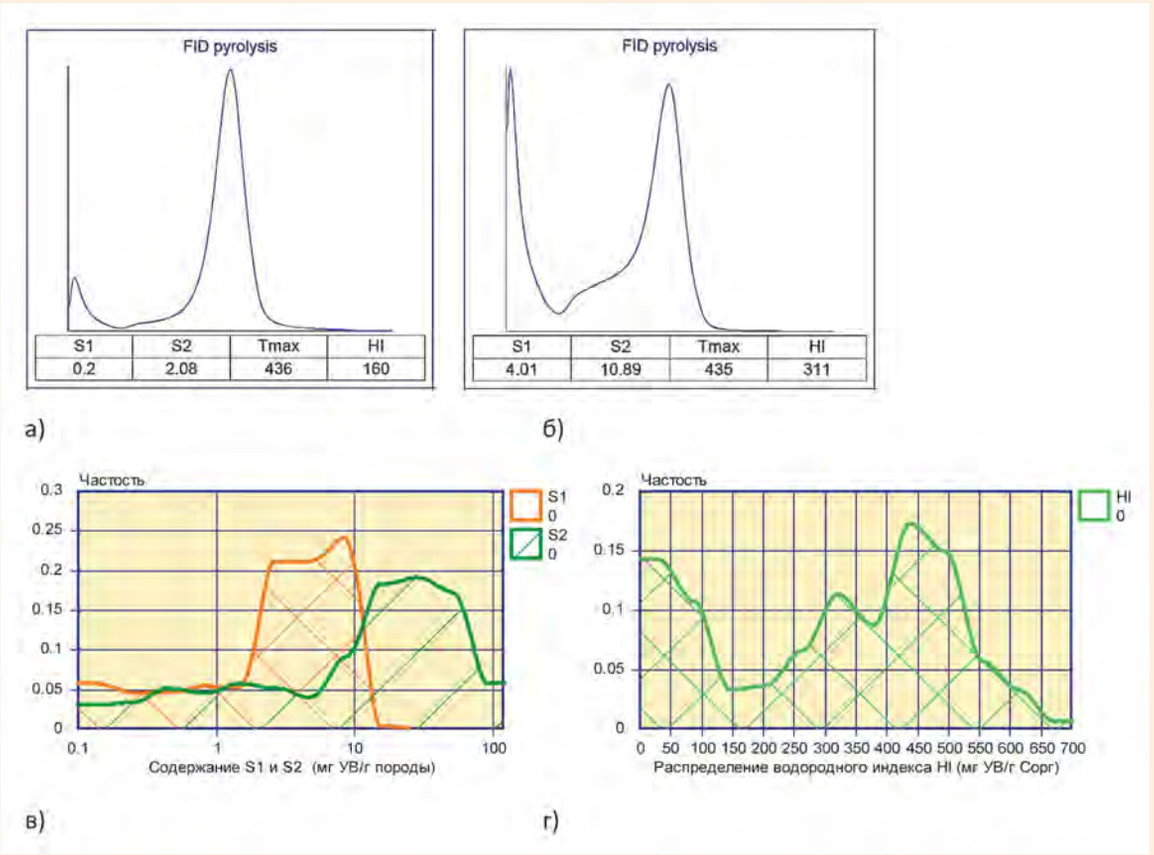
В отличие от нескольких существующих методических приемов выделения по ГИС кластеров-литотипов по сопоставлению показаний методов нейтронного и гамма-каротажа НАЦ РН им. В.И. Шпильмана была предложена и реализована методика литотипизации разреза, основанная на результатах исследований вещественного (компонентного) состава баженовских пород по керну и данным ГИС. Подход базируется на двух обоснованных предположениях: битуминозные породы баженовской свиты являются нефтематеринскими с достаточно высоким содержанием органического вещества (ОВ) в различной степени преобразованного в жидкие углеводороды (УВ); ОВ и его производные имеют весьма устойчивую взаимосвязь с минералогическим составом пород.

В качестве исходной информации использованы результаты по поисково-разведочным скважинам, в которых выполнен полный комплекс ГИС, включая методы плотностного (ГГКп) и акустического (АК) каротажа, а также исследования керна, отобранного из этих скважин: около 700 образцов на литолого-минералогические, 340 – на пиролитические и более 100 – на петрофизические свойства (пористость, проницаемость, плотность, карбонатность) пород.

По результатам исследований керна установлено, что основная особенность отложений баженовской свиты, вызывающая осложнения в петрофизической интерпретации данных ГИС, заключается в поликомпонентности и полиминеральности состава пород.

По результатам исследований методами рентгеноструктурного (РСА) и рентгенофлуо-

Рис. 3.
Оценка генерационного потенциала баженовских пород: а – образец с минимальным содержанием жидких УВ; б – образец с максимальным содержанием жидких УВ; в, г – распределения пиролитических параметров S_1, S_2, HI



ресцентного (РФА) анализов бо̀льшая часть изученных пород представлена четырьмя основными компонентами: глинистым веществом (ГлВ), кремнеземом (КрВ), карбонатами (КбВ) и органическим веществом (ОВ). Распределение содержания компонентов баженовских пород, определенных по керну, приведены на ***рис. 1***.

Минералогический состав каждого из компонентов разнообразен, основная масса пород представляет собой переходные разности с различным их сочетанием. Характерным компонентом является пирит, среднее содержание которого составляет около 7%, что может быть принято в качестве константы.

Глинистое вещество представлено в основном смешанослойными образованиями и гидрослюдами, в меньшей степени – каолинитом и хлоритом. Среднее содержание ГлВ в баженовских отложениях составляет 33% при диапазоне изменения 2–71% (***табл. 1***).

Кремнистое вещество представлено преимущественно аморфным и криптокристаллическим кремнеземом – опалом и халцедоном, среднее содержание КрВ составляет 40% при диапазоне изменения 3–92%.

Карбонатное вещество представлено в основном кальцитом преимущественно биогенного происхождения, в диагенезе и катагенезе существовали процессы карбонатизации радиоляритов и постседиментационной доломитизации кальцита. В нижней части отложений наряду с кальцитом встречаются доломиты и сидерит. Среднее содержание КбВ составляет 13% при диапазоне изменения 0–88%.

Органическое вещество баженовской свиты в микрослоистых разностях пород присутствует в форме линзовидных прослоев, в неслоистых (неяснослоистых) разностях – в виде мелких и крупных пятен и в рассеянном состоянии. Среднее содержание ОВ в баженовских отложениях составляет 7% при диапазоне изменения 0–27%.

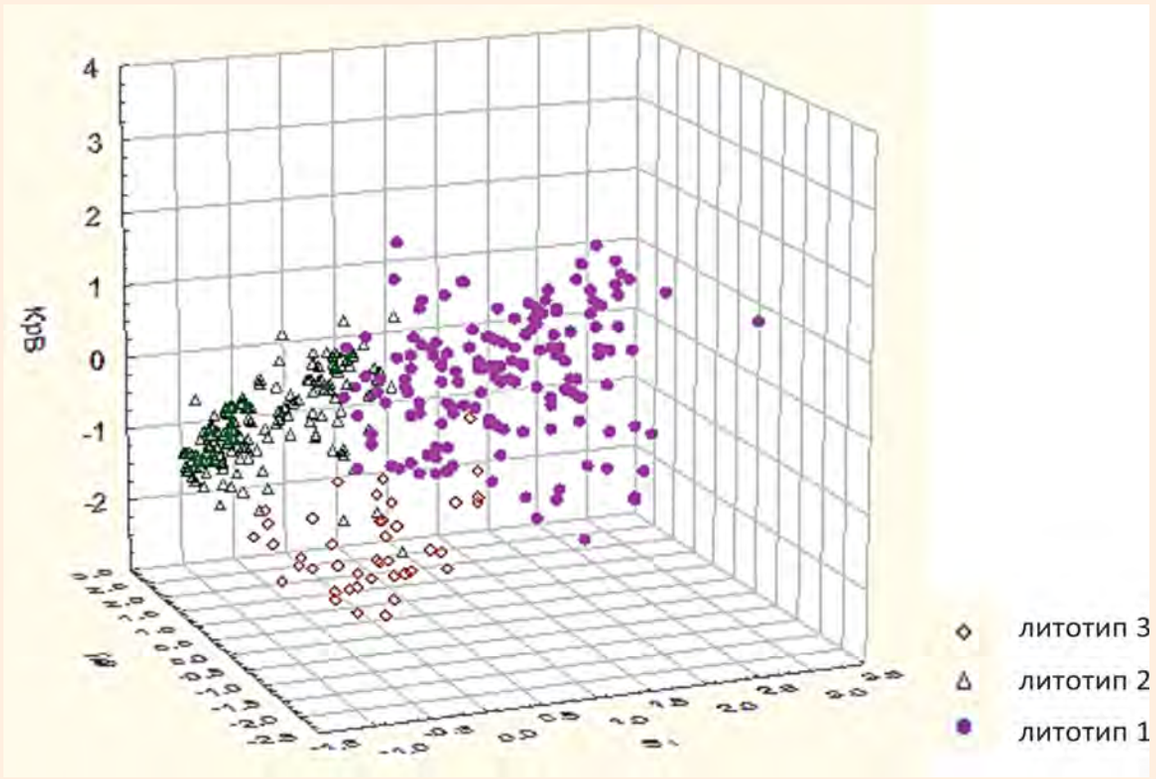
Форма нахождения ОВ в баженовских породах, изученная в шлифах, разнообразна, «предпочтений» нахождения ОВ в зависимости от вещественного состава не отмечено (***рис. 2***).

Фазовое состояние углеводородов, преобразованных из органического вещества, изучалось методом пиролиза с определением таких важных для литотипизации породы пиролитических параметров, как:

– TOC (%), концентрация органического вещества в породе;

– S_1 (мг УВ/г породы), содержание в породе жидких УВ;

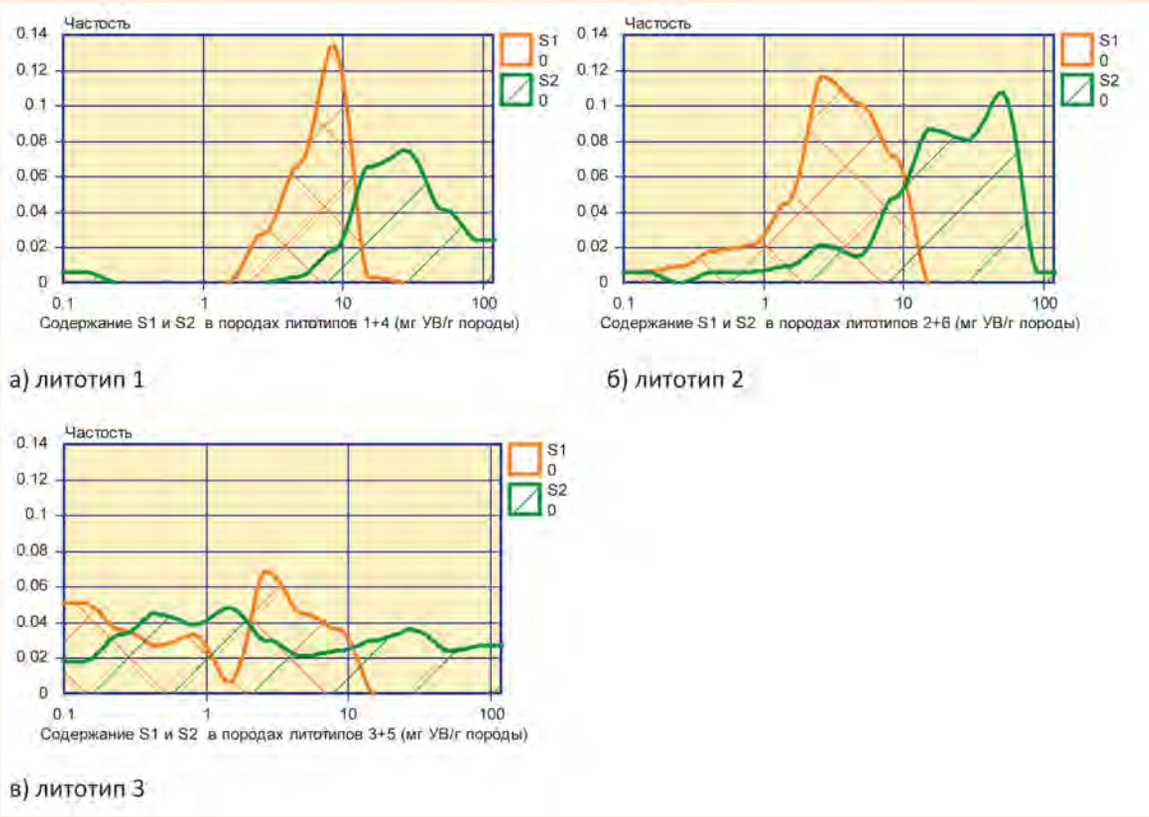
Рис. 4.
Дифференцированная по литотипам 3D-диаграмма рассеяния для сопоставления КрВ, S_1, ГлВ (3 литотипа по ВМР)



Литотипы по ВМР		Статистический параметр	Содержание компонентов и свойства баженовских пород по керну						
			ТОС	ГлВ	КрВ	КбВ	Кп (гелий)	S_1	S_2
			%	%	%	%	%	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы
1	Кремнистые радиоляриты	мин	0,0	3,4	10,1	0,0	0,1	0,0	0,1
		макс	27,2	40,8	92,0	26,0	12,6	13,2	121,9
		среднее	8,9	22,2	57,3	4,3	5,2	6,5	32,0
2	Карбонитизированные породы	мин	0,0	1,7	4,8	0,0	0,4	0,0	0,1
		макс	17,1	47,0	56,4	87,5	9,5	9,2	72,3
		среднее	6,7	29,0	41,1	17,3	4,4	3,7	24,3
3	Глинисто–битуминозные породы	мин	0,0	4,7	3,0	0,0	0,5	0,0	0,1
		макс	22,0	71,0	49,9	59,0	8,5	10,1	106,5
		среднее	4,9	44,2	26,7	14,9	3,7	2,0	14,5

Таблица 1.
Компонентный состав, емкостные свойства и пиролитические параметры литотипов баженовских пород

Рис. 5.
Распределение содержания S_1 и S_2, определенных на керне методом Rock-Eval, по литотипам ВМР



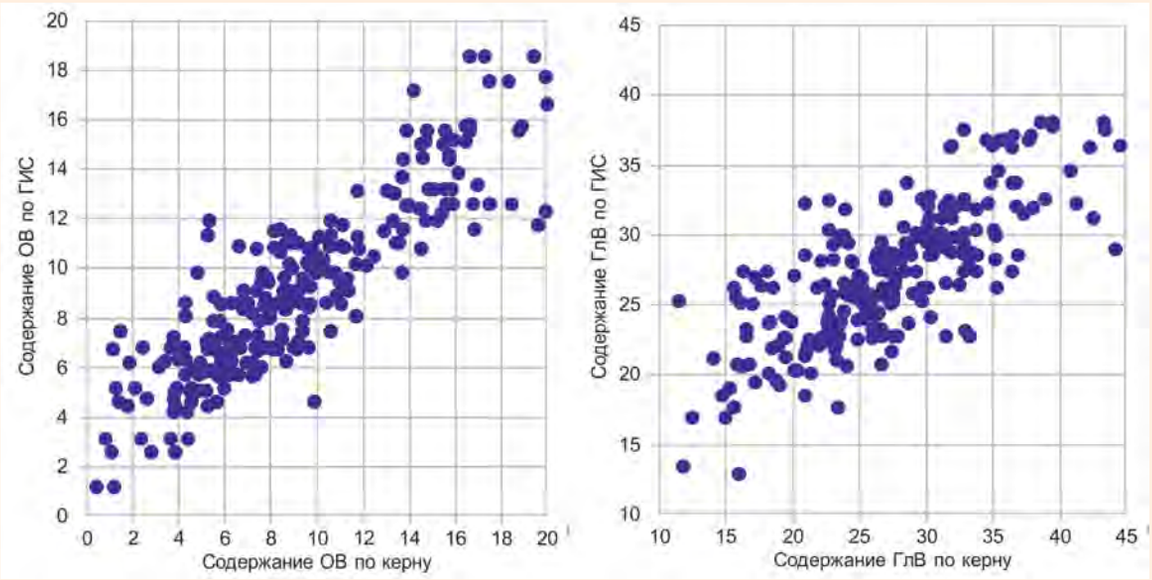


Рис. 6.
Сопоставление содержания глинистого (ГлВ) и органического (ОВ) вещества, определенных по керну и ГИС

– S_2 (мг УВ/г породы), содержание тяжелых нефтяных компонент УВ;

– HI = (S_2·100/$C_{орг}$) – водородный индекс;

– PI = (S_1/$C_{орг}$) – индекс продуктивности.

Искомым для подсчета запасов нефти в баженовских отложениях параметром, характеризующим содержание в породе жидких УВ, является параметр S_1, для нефтематеринских пород ассоциируется с емкостными (пустотными) свойствами коллекторов («пористость»).

Параметр S_2 оценивает остаточный генерационный потенциал породы, который возможно реализовать при определенных технологических условиях. Соотношение изучаемых параметров для пород различного потенциала приведено на ***рис. 3***, следует отметить полимодальность распределения водородного индекса породы (***рис. 3 г***), отражающего тип (качество) керогена, способствующего реализации генерационного потенциала ОВ. Граничное значение HI находится в пределах около 150–200 мг УВ/г $C_{орг}$, PI = 80–100 мг УВ/г $C_{орг}$.

Создание прогностической модели для дифференциации и диагностики литотипов по керну и ГИС выполнялось с использованием результатов определения компонентного состава, пиролитических параметров и фильтрационно-емкостных свойств баженовских пород.

Литотификация пород выполнена кластеризацией обучающей выборки по керну с применением многомерных статистических процедур. Вся совокупность исследованных образцов (точек) различного компонентного состава, пиролитических параметров и ФЕС в результате применения делящих поверхностей дифференцирована в соответствии с ВМР на три литологических типа: 1 – кремнистые радиоляриты; 2 – карбонитизированные породы; 3 – глинисто-битуминозные породы. Погрешность классификации аналитическим методом составила не более 20%, пример реализации алгоритма дифференциации баженовских пород на 3 литотипа в 3D-проекции приведен на ***рис. 4***.

Содержание минералогических компонентов, а также петрофизические и геохимические свойства основных литотипов баженовских по-

По результатам исследований керна установлено, что основная особенность отложений баженовской свиты, вызывающая осложнения в петрофизической интерпретации данных ГИС, заключается в поликомпонентности и полиминеральности состава пород

родов, определенных приведенным выше аналитическим методом, приведены в ***табл. 1***.

Распределения пиролитических параметров литотипов баженовских пород, определенных по керну методом *Rock-Eval*, приведены на ***рис. 5***. Снижение среднего значения параметра S_1 с 6,6 мг УВ/г породы (литотип 1) до 2,0 мг УВ/г породы (литотип 3) закономерно сопровождается уменьшением содержания кремнезема и ростом глинистости.

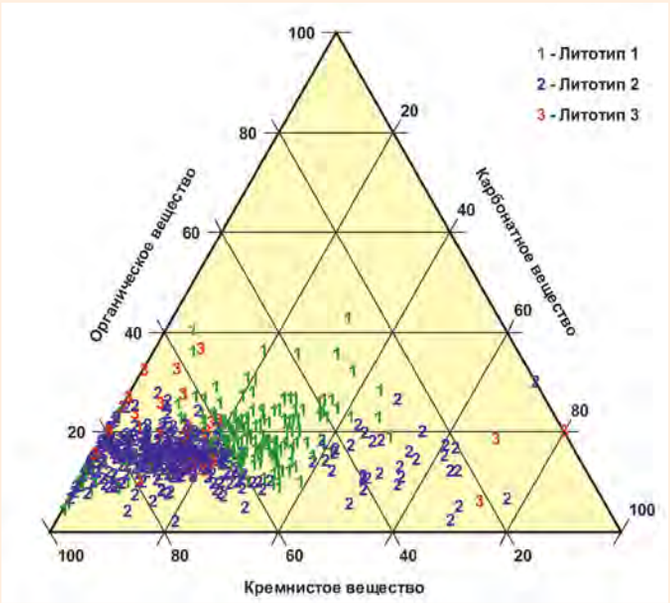


Рис. 7.
Классификационная диаграмма баженовских пород по содержанию карбонатного, кремнистого и органического вещества

Решение классификационной задачи литотификации геофизическими методами выполнялось на основе определения компонентного состава на обучающей выборке сопоставления «керн – ГИС», содержащей послойные значения показаний геофизических методов (БК, ГК, НК, АК, ГГКп) и поточечные – четырех компонентов баженовской породы (ГлВ, КрВ, КбВ, ОВ).

Прогнозные значения содержания глинистого, кремнистого, карбонатного и органического вещества по данным ГИС определялись решением системы уравнений с использованием априорной информации о диапазоне изменения и средних значениях компонентов. Погрешность определения компонентного состава по ГИС не превысила 30%, что послужило основанием принятия регрессионной модели в качестве основы для литотификации разреза (***рис. 6***).

Литотификация пород по ГИС выполнена с помощью процедур, использованных для данных керна, пример реализации алгоритма дифференциации баженовских пород на 3 литотипа показан на классификационной диаграмме по содержанию карбонатного, кремнистого и органического вещества (***рис. 7***). Погрешность классификации геофизическими методами составляет не более 40%.

Согласно ВМР, эффективная нефтенасыщенная толщина ($Н_{эфн}$) баженовской свиты определяется по результатам литотификации разреза, при этом общая толщина слоев литотипов 1, 2 и 3 включается в $Н_{эфн}$ с коэффициентами, соответственно, 1, 0,5 и 0. В результате тестовой апробации изложенного алгоритма литотификации разреза по ГИС среднее значение $Н_{эфн}$ баженовских пород по 21 скважине составило 64% их общей толщины со следующим распределением по литотипам: литотип 1 – 20,5%, литотип 2 – 40,3% и литотип 3 – 3,2%.

Данная оценка $Н_{эфн}$ существенно отличается от принимаемой ранее при государственной экспертизе запасов изучаемого объекта (33%), однако находит свое подтверждение детальными и «плотными» по разрезу пиролитическими исследованиями, показывающими, что практически вся толщина пород характеризуется достаточно высокими значениями параметра S_1, превышающими 2–4 мг УВ/г породы.

UDC 552.5/553.983:550.8.02(550.8.05)

Yu.A. Kuzmin, PhD, Head of the Department of Geological Modeling and Calculation of Hydrocarbon Reserves, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], kuzmin@crru.ru

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

Determination of lithological types of Bazhenov deposits of KhMAO-Ugra

Abstract. In 2017, the work of the authors' team was completed to justify and compile a "Temporary Methodological Guide for Calculating Oil Reservoirs in Fissured and Fissured–Pore Reservoirs in the Sediments of the Bazhenov Series of the West Siberian Oil and Gas Province" (TMG). In July 2017, TMG was examined by the Expert and Technical Council of the State Commission for Mineral Resources of Rosnedra and adopted for approval from January 1, 2018 for a period of 18 months. TMG is approved as a methodological basis for determining the counting parameters of Bazhenov deposits, there are no specific methods and methods for estimating these parameters in this document, since there are different approaches to implementation. In contrast to several existing methodic methods for isolating geophysical well logging lithotyp clusters by comparing the indications of neutron and gamma ray logging methods by the Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Use named after V.I. Shpilman was proposed and implemented a method for lithotyping the section, based on the results of studies of the material (component) composition of the Bazhenov rocks by core and given by geophysical well logging.

Keywords: Bazhenov deposits; calculation of oil reserves; Lithotyping methodology; component composition.

УДК 346.7

С.Л. Рыльчикова
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования и экономики недропользования
лаборатория мониторинга лицензирования недр
заведующий лабораторией
Rylchikova@crru.ru

М.В. Тихонова
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования и экономики недропользования
лаборатория мониторинга лицензирования недр
научный сотрудник

Н.Л. Таркова
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования и экономики недропользования
лаборатория мониторинга лицензирования недр
научный сотрудник

З.Н. Шагидулина
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования и экономики недропользования
лаборатория мониторинга лицензирования недр
инженер I категории

К.В. Евлаш
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования и экономики недропользования
лаборатория мониторинга лицензирования недр
инженер

Пользование недрами Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – общая информация

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Авторами представлен аналитический обзор системы лицензирования недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Эффективная система лицензирования недр – это безусловный фактор будущего развития нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры и результат многолетнего непрерывного труда всего коллектива НАЦ РН им. В.И. Шпильмана по формированию и сопровождению единой интегрированнной базы данных, обеспечивающей полную информационную поддержку при подготовке участков к лицензированию. Аккумуляция и качественный анализ информации об изученности территории, геологоразведочных работах, состоянии разработки, земельных и природных ресурсах, состоянии экологии и промышленной инфраструктуры при подготовке программы лицензирования во многом определяет перспективы реализации ресурсного потенциала ХМАО – Югры

Ключевые слова: недропользование; лицензия на право пользования недрами; Ханты–Мансийский автономный округ; компании–недропользователи; распределенный фонд недр; геологоразведочные работы; программы лицензирования; аукцион на право пользования недрами

Начиная с 1993 г., Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана осуществляет мониторинг состояния лицензирования недр Югры, подготовку программ лицензирования недр для последующего формирования правительством автономного округа предложений по включению участков в перечни объектов лицензирования, направляемых в адрес Роснедра. С 2016 г. лаборатория мониторинга лицензирования недр входит в состав отделения лицензирования и экономики недропользования.

Процесс лицензирования недр представляет собой систему взаимодействующих механизмов регулирования, основными составляющими которой является подготовка программ лицензирования, мониторинг действующих лицензий, оценка выполнения условий пользования недрами, движение лицензий, внесение дополнений и изменений в условия пользования и проектные решения. Подготовка предложений Правительства автономного округа в части предоставления прав пользования недрами новыми участками обеспечивается полнотой геолого-геофизических материалов и документов; научно-аналитической подготовленностью материалов лицензируемых участков недр в части соответствия программ лицензирования государственным программам развития минерально-сырьевой базы.

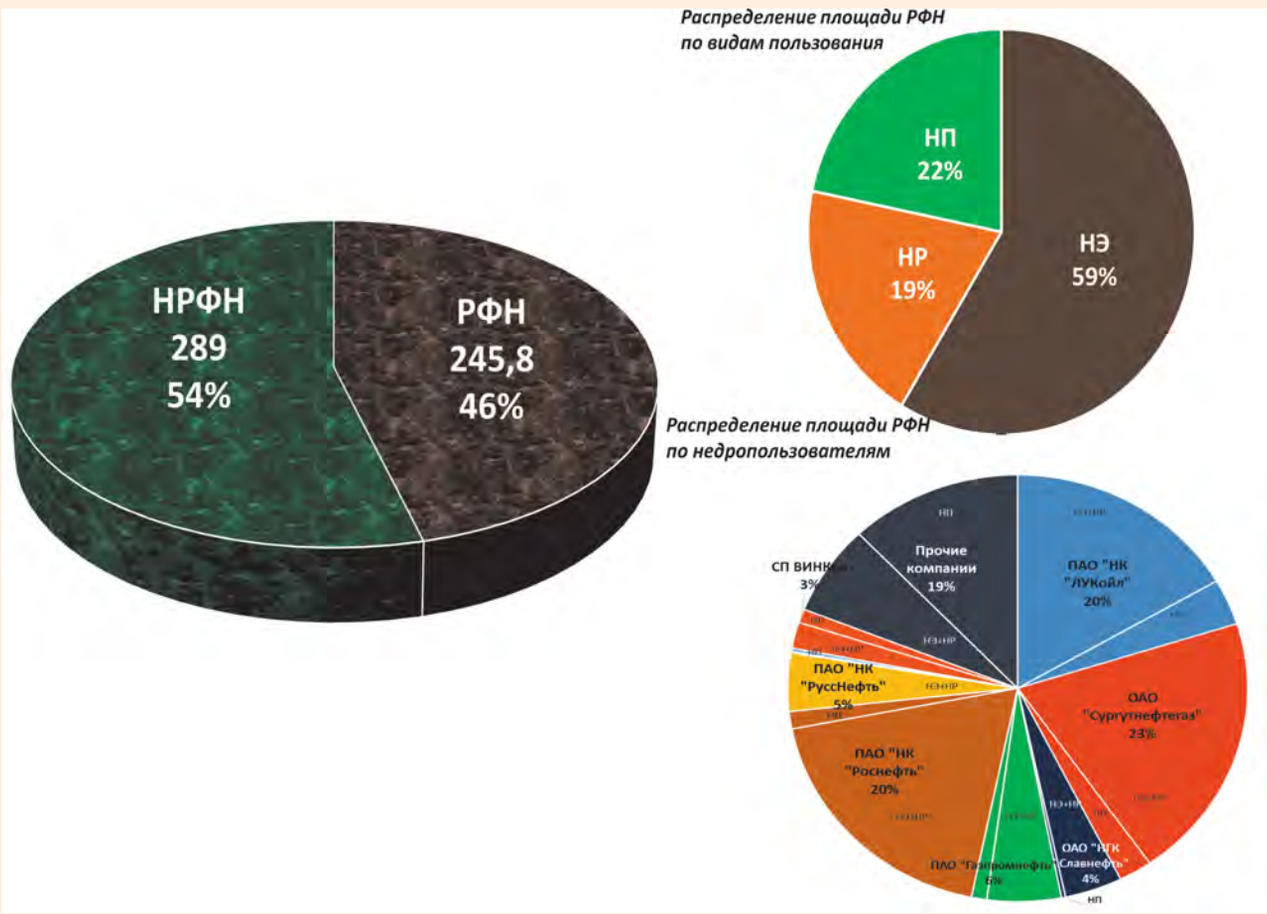
Выполнение комплекса задач в рамках обеспечения эффективного функционирования системы лицензирования осуществляется посредством регулярного проведения работ в следующих направлениях:

– формирование ежегодных программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– разработка условий пользования недрами участков программ лицензирования с учетом территориальных, социальных, экономических особенностей;

– анализ состояния лицензирования недр, динамики и основных тенденций вовлечения в лицензирование участков недр, эффективности проведения аукционов на право пользования недрами на территории округа;

Рис. 1.
Соотношение площади распределенного и нераспределенного фондов недр Югры (НП – геологическое изучение с целью поисков и оценки, НР – геологическое изучение, разведка и добыча, НЭ – разведка и добыча)



– мониторинг выполнения условий пользования недрами на лицензионных участках с долгосрочными и краткосрочными лицензиями;

– сопровождение баз данных по лицензированию недр.

Ниже представлен аналитический обзор системы лицензирования недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Распределенный фонд недр ХМАО – Югры

Площадь распределенного фонда недр автономного округа занимает 46% площади территории Югры и составляет 245,8 тыс. км^2. Работы по геологическому изучению недр с целью поиска и оценки месторождений УВС проводятся на территории в 53,5 тыс. км^2, при этом на 12% площади краткосрочных лицензий (5% площади добычных лицензий) ведутся работы по поиску и оценке нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений. В долгосрочное недропользование передано 78% площади распределенного фонда (***рис. 1***).

Лицензии на право пользования недрами

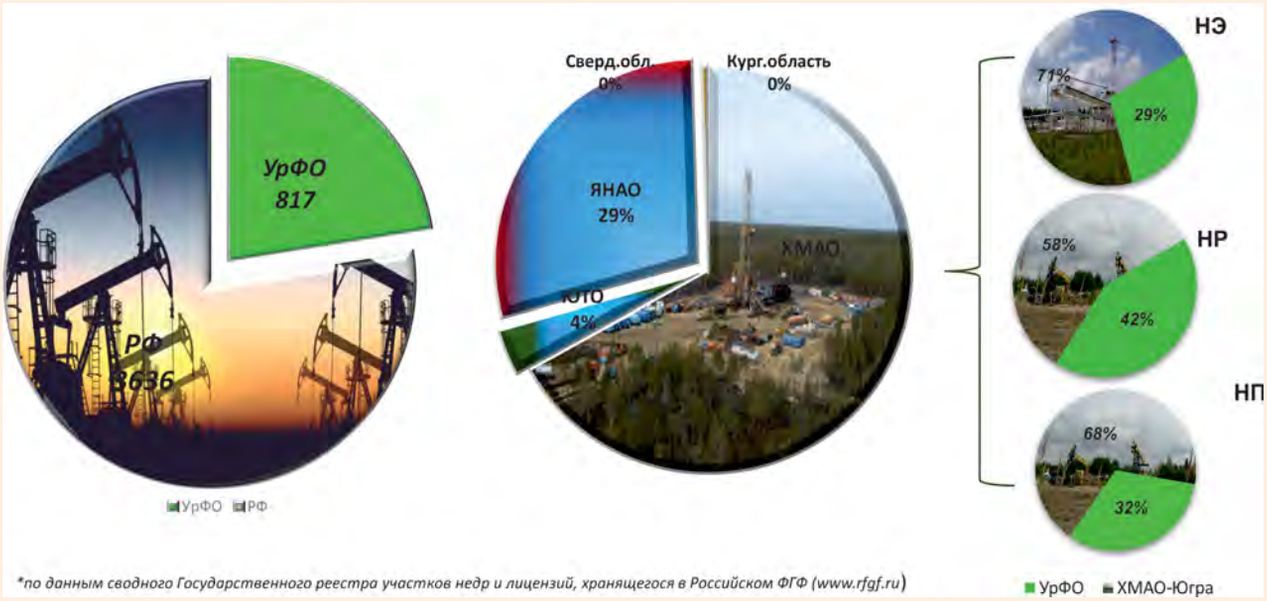
На территории округа действует 547 лицензий, из них право пользования недрами с целью поиска и оценки предоставлено на 117 участках, «совмещенное» право – на 130 участках, право на разведку и добычу УВС – в пределах 309 участков и одна лицензия – на эксплуатацию подземного хранилища газа (на 01.06.2018).

В реестре всех зарегистрированных лицензий на право пользования недрами Югры лицензии на поиск, геологическое изучение, разведку и добычу месторождений нефти и газа занимают около 40% По состоянию на 01.06.2018 на территории Ханты-Мансийского автономного округа помимо лицензий на углеводородное сырье действует 14 лицензий на поиск, геологическое изучение, разведку и добычу месторождений твердых полезных ископаемых, 428 лицензий на поиск, геологическое изучение, разведку и добычу месторождений общераспространенных полезных ископаемых (участки местного значения), 868 лицензий на геологическое изучение и добычу пресных подземных вод (из них 566 участков относятся к участкам местного значения), и 20 лицензий на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, а также на захоронение вредных веществ и отходов. Участки местного значения, регулирование пользования которыми отнесено к полномочиям правительства автономного округа, а также участки, полномочия по недропользованию которыми переданы на уровень субъектов РФ, составляют 53% общего массива лицензий.

Доля количества лицензий на УВС Югры в Российской Федерации и Уральском федеральном округе составляет 15% и 67%, соответственно. В массиве общего количества лицензий по УрФО на Югру приходится порядка 70% «добычных» и поисковых лицензий и 58% лицензий с совмещенным правом пользования (***рис. 2)***.

Количество долгосрочных лицензий постоянно растет в основном за счет увеличения количества совмещенных лицензий, предоставленных по результатам аукционов (***рис. 3***). Наи-

Рис. 2.
Распределение лицензий (УВС) в целом по России, УрФО и ХМАО – Югре



больший прирост наблюдался в 2014 г. – передано максимальное количество участков с правом на разведку и добычу (по факту открытия месторождений) и на геологическое изучение, разведку и добычу (по результатам аукционов и конкурсов) за последние 5 лет. Это общий итог повышения спроса и востребованности участков на аукционах и завершившегося процесса поиска инвесторов на открытые за счет средств окружного бюджета месторождения (оформление лицензий на разведку и добычу на участках ОАО «Тендерресурс»).

Спрос на поисковые участки недр в течение последнего десятилетия претерпевал колебания, зависящие от разных причин, большей частью связанных с действиями региональных и федеральных властей и изменениями в законодательстве о недрах. Так, наибольшее количество участков было предоставлено в 2003–2004 гг., когда после отмены ставок на ВМСБ Правительство ХМАО – Югры активно внедряло территориальную программу геологического изучения за счет средств недропользователей. Повышенный спрос на участки наблюдался в 2007–2008 гг. после моратория Минприроды России в 2006 г., связанного с реструктуризацией федеральных органов управления фондом недр, а также в 2012–2013 гг. – возник ажиотажный интерес на участки преимущественно в районах развития баженовской свиты.

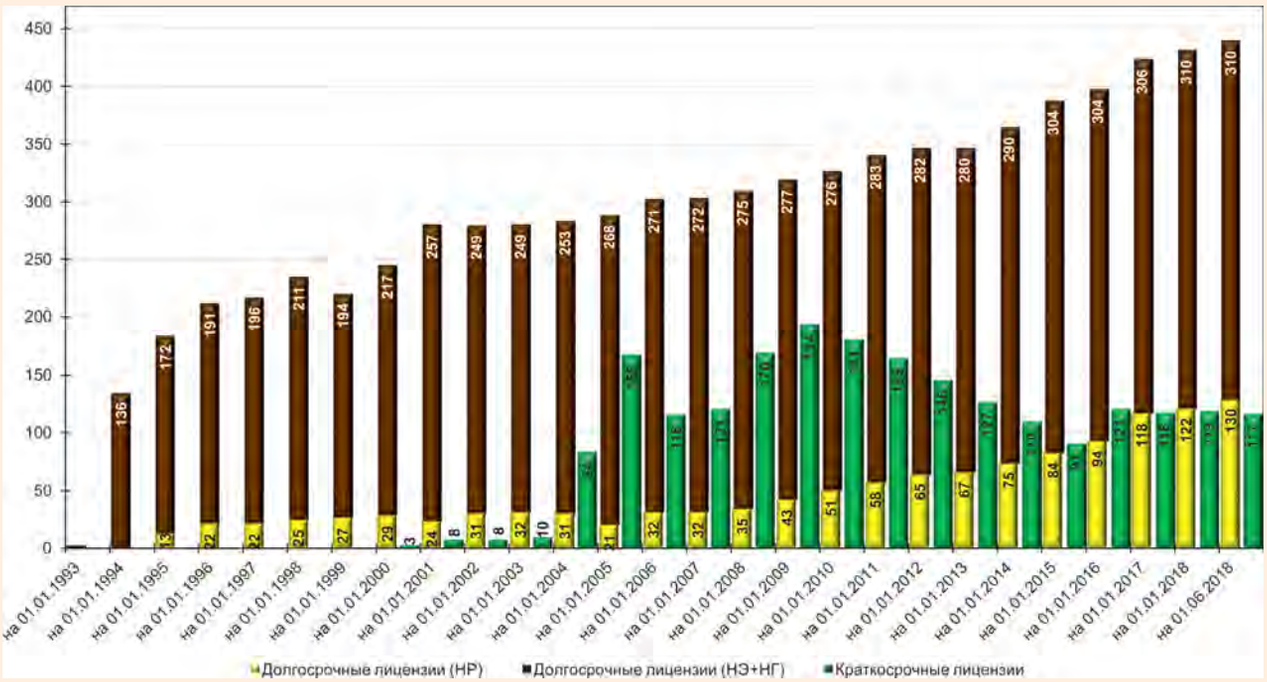
Пик количества поисковых участков приходится на 2009 г., после чего наблюдается снижение в среднем на 15%, и в 2015 г. число участков достигает минимального уровня за последние 10 лет. Это снижение связано с возвратом в нераспределенный фонд недр большого количества участков – в среднем ежегодно аннулируются порядка 26 лицензий, а среднее количество выданных поисковых лицензий – всего 17.

В динамике лицензирования поисковых участков прослеживается пятилетняя цикличность, связанная с лицензионным сроком геологического изучения. Однако, фактический срок проведения ГРР (от даты государственной регистрации до оформления факта открытия месторождения) в округе составляет от 7 до 12 лет. Проблема лицензирования поисковых участков заключается в том, что на территории округа 90% участков возвращается в НРФН по окончании действия лицензий без проведения работ по геологическому изучению. Для повышения эффективности поискового лицензирования недр необходимо усиление контроля со стороны органов управления государственным фондом недр за выполнением условий пользования недрами и проектных решений по геологическому изучению.

Недропользователи

В период с 1992 по 2018 гг. в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре осуществляли деятельность, связанную с пользованием недр, 233 компании. В настоящее время на территории округа геологическое изучение недр с целью

Рис. 3.
Динамика количества лицензий на право пользования недрами (УВС)



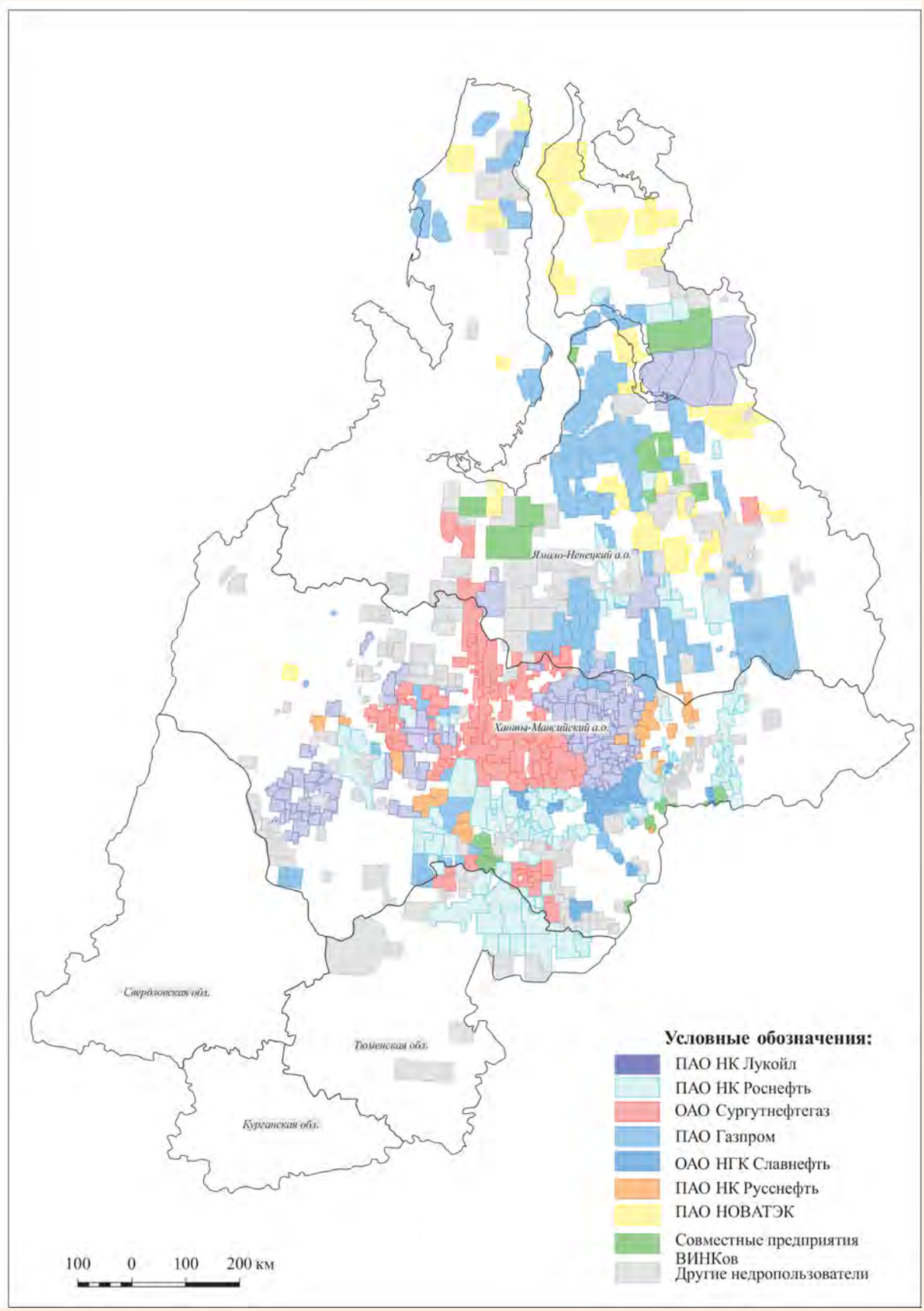


Рис. 4.
Схема лицензирования недр на территории Уральского федерального округа (на 1 июля 2018 г.

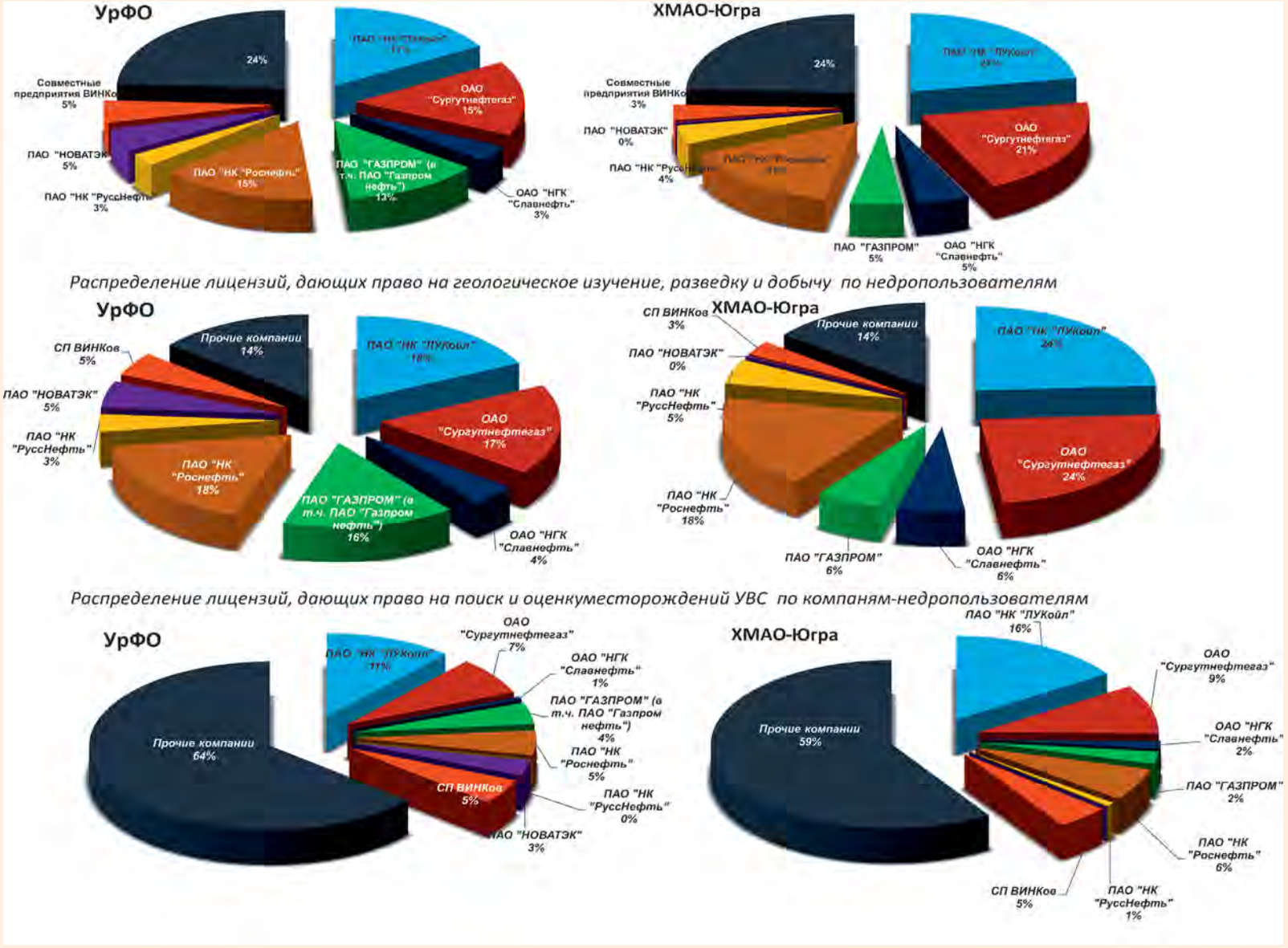


Рис. 5.
Распределение по компаниям-недропользователям лицензий, действующих на территории ХМАО – Югры на 1 июля 2018 г., дающих право на: а – геологическое изучение, поиск и оценку, а также разведку и добычу; б – геологическое изучение, разведку и добычу; в – поиск и оценку

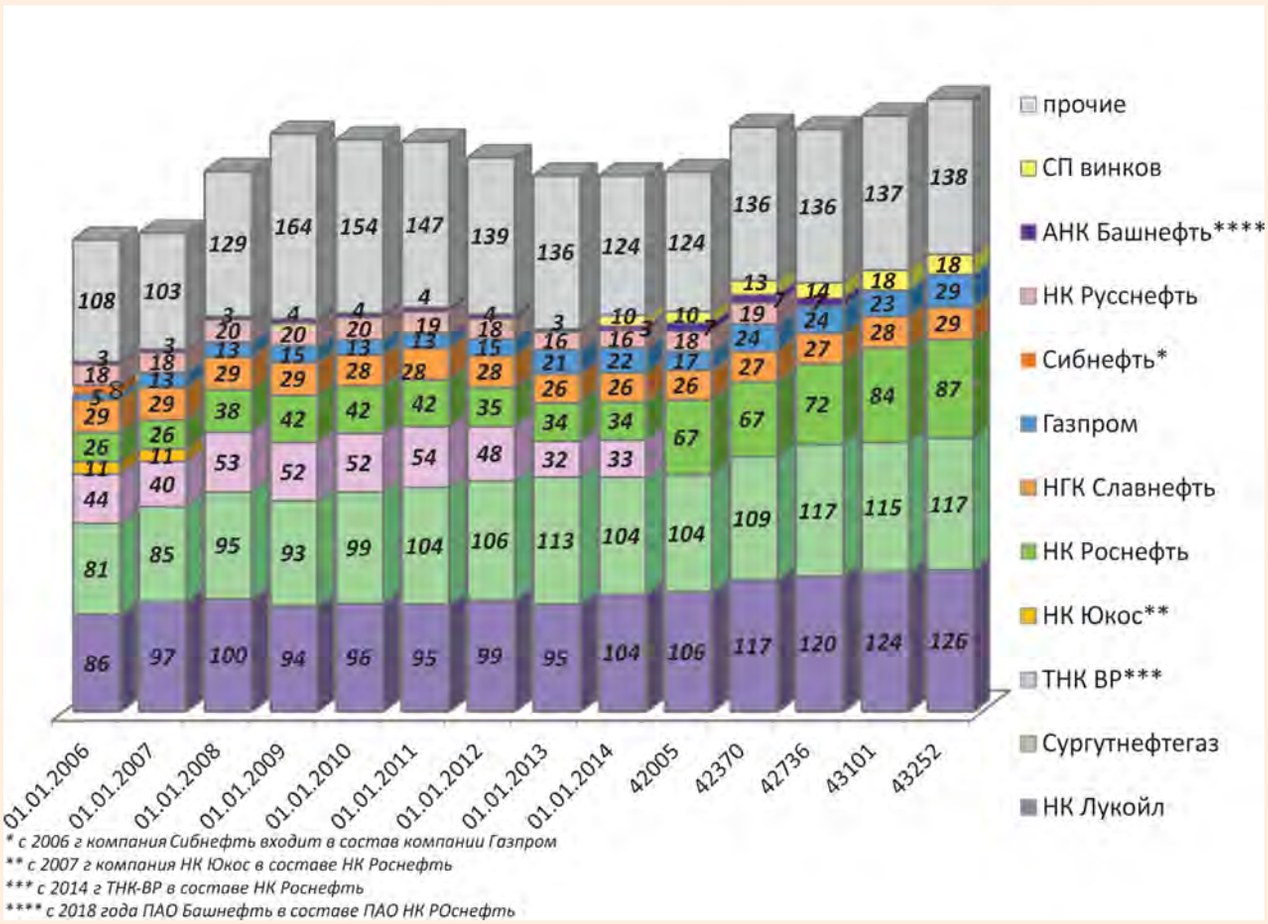
Рис. 6.
Динамика количества компаний-недропользователей, осуществляющих пользование недрами на лицензионных участках ХМАО-Югры

поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводородного сырья осуществляют 110 предприятий-недропользователей, из них 36 предприятий входят в состав 7 крупных вертикально интегрированных компаний, в том числе 3 компании (ОАО «Томскнефть», Салым Петролеум Девелопмент, АО «Евротэк-Югра») – совместные предприятия ВИНКов и 74 – независимые компании.

Основными держателями лицензий (377 «добычных» и 52 поисковых) на территории Ханты-Мансийского автономного округа являются крупные вертикально-интегрированные компании – ОАО «НК «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Газпромнефть», ОАО «НК «Русснефть». Причем двум ВИНКам – ОАО НК «Сургутнефтегаз» и ПАО НК «Лукойл» – принадлежит почти половина добычных лицензий (***рис. 5***).

Независимые компании-недропользователи владеют 63 лицензиями, дающими право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья и 75 лицензиями на геологическое изучение недр.

Рис. 7.
Динамика количества действующих лицензий по недропользователям



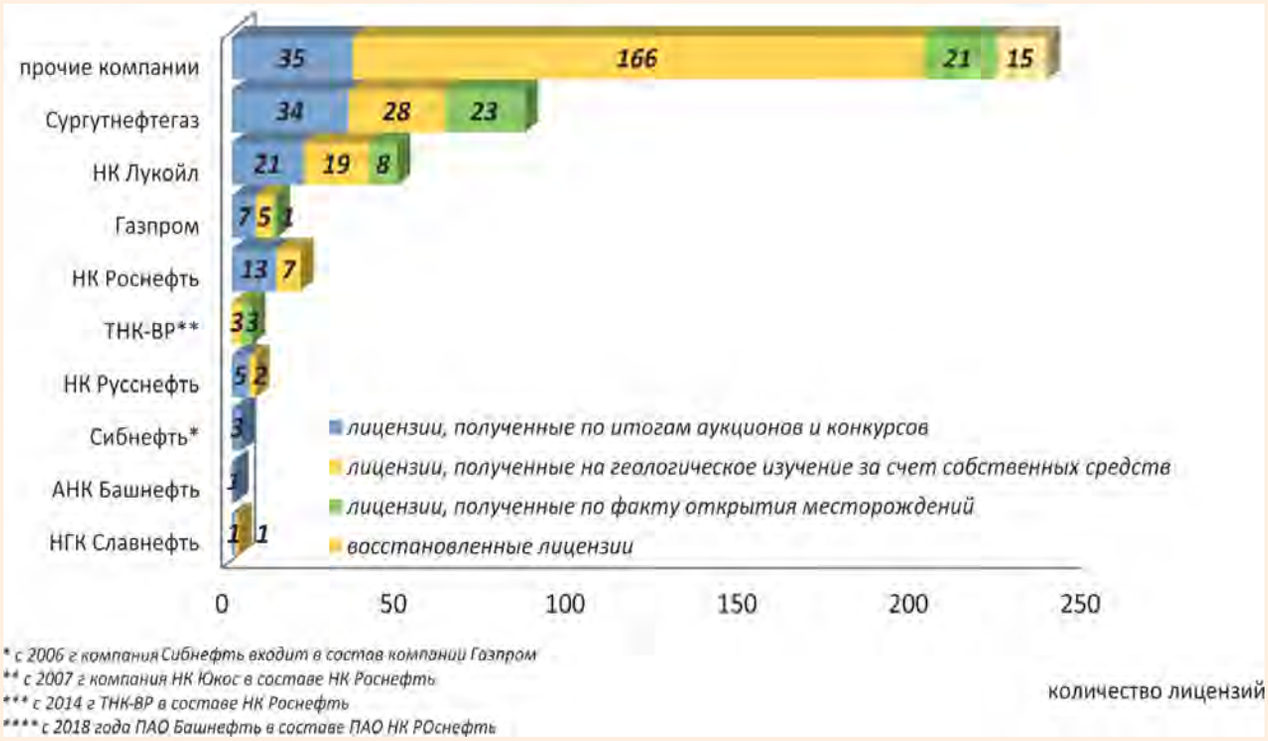
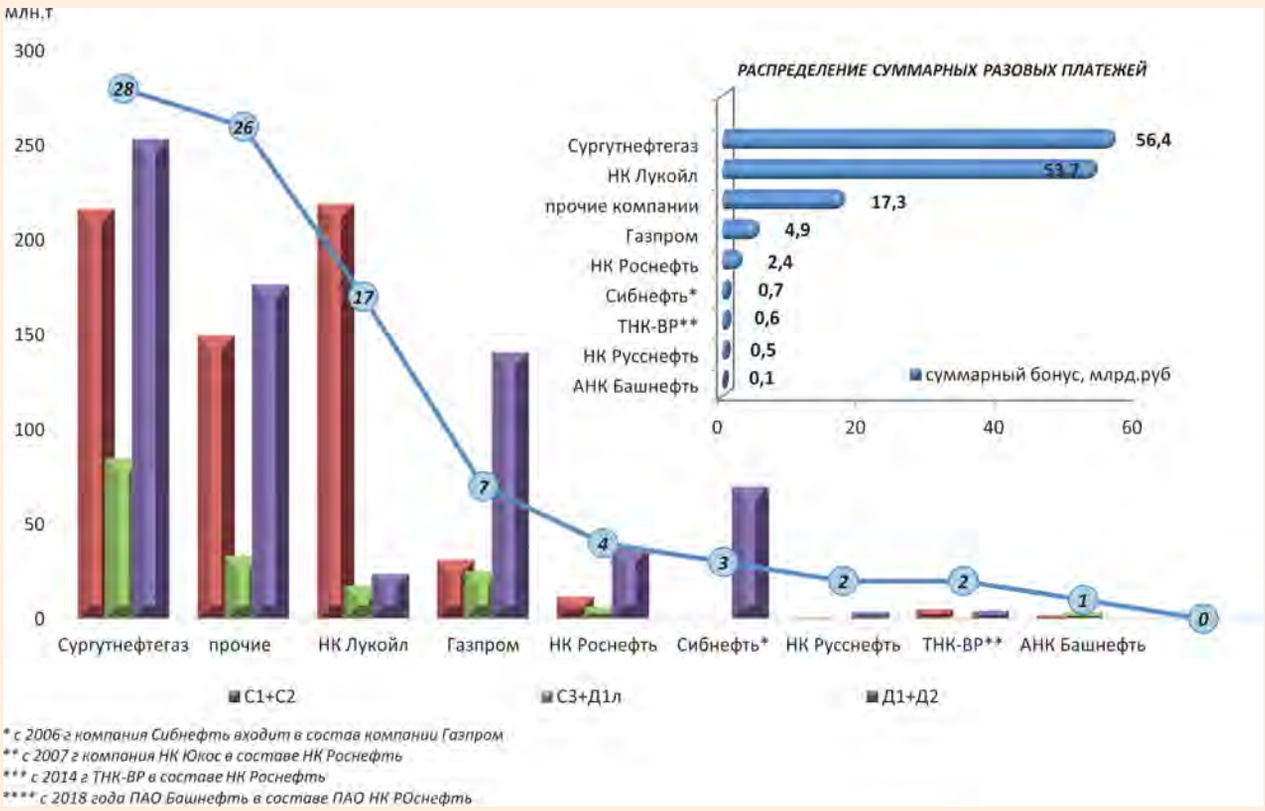


Рис. 8.
Предоставление лицензий на право пользования недрами в 2005-2017гг

Рис. 9.
Распределение по компаниям-недропользователям суммарных запасов и ресурсов, приобретенных на аукционах и конкурсах



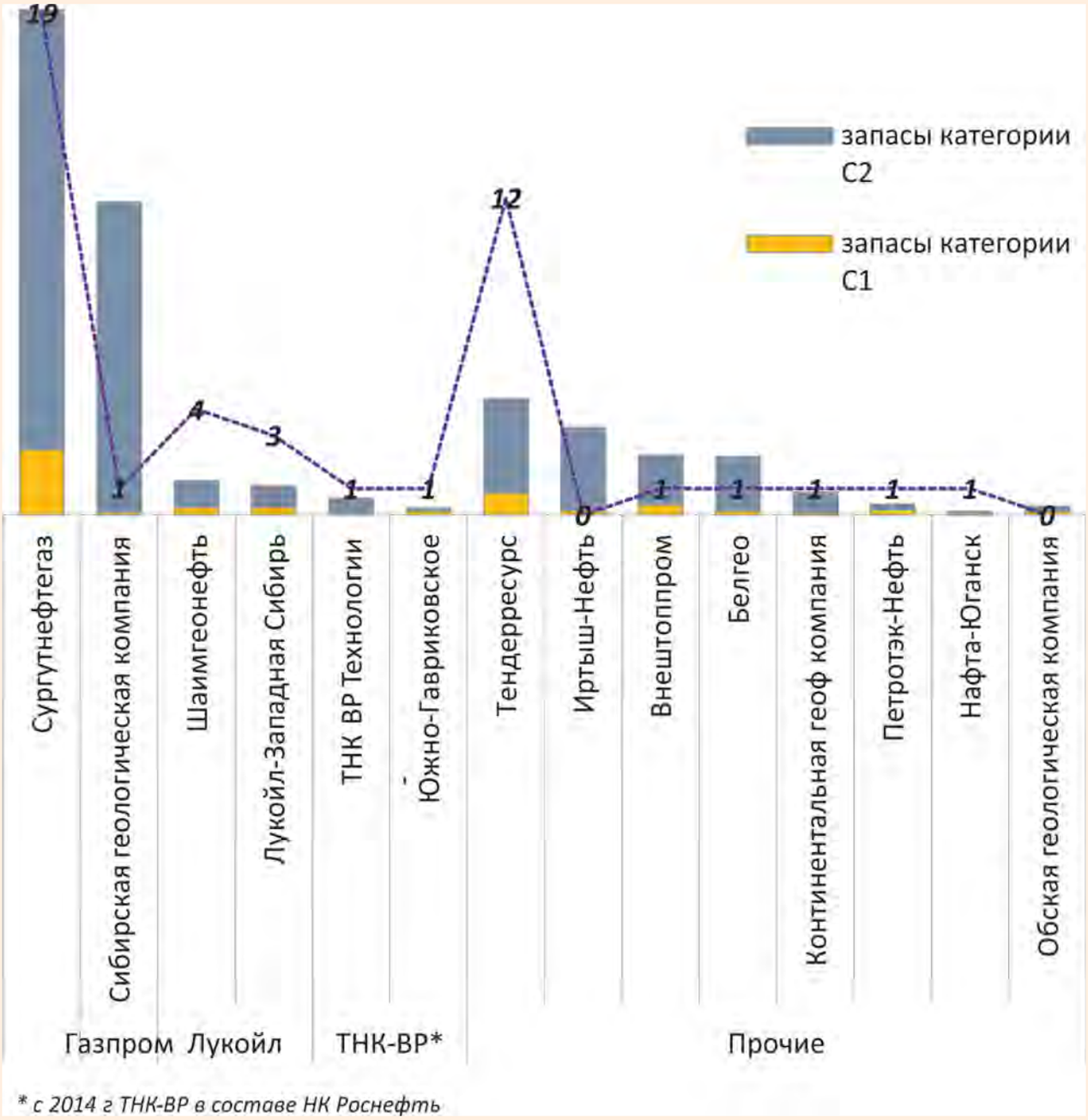


Рис. 10.
Распределение суммарных запасов в пределах лицензий, выданных на разведку и добычу открытых месторождений

Начиная с 2016 г., отмечается увеличение количества неинтегрированных компаний при сокращении количества «дочек» в составах вертикально-интегрированных компаний. Колебания количества независимых недропользователей происходят в основном за счет изменения количества компаний, владеющих краткосрочными поисковыми лицензиями (***рис. 6***).

Уменьшение количества дочерних компаний ВИНКов связано со структурной реорганизацией ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Русснефть». В 2014–2017 гг., в результате передачи (переоформления) прав пользования недрами другим дочерним компаниям, количество недропользователей, входящих в состав ПАО «НК «Роснефть», уменьшилось с 15 до 11, при этом в 2017–2018 гг. в состав компании вошли АО «НК «Конданефть», ПАО АНК «Башнефть» и ООО «Соровскнефть».

Оптимизация управления в структуре ПАО «НК «Русснефть» в 2014–2017 гг. привела к уменьшению количества с 11 предприятий до 3 компаний путем передачи прав пользования от дочерних к материнской компании ПАО «НК «Русснефть» (***рис. 6***).

В 2016 г. количество самостоятельных (неинтегрированных) недропользователей, владе-

Рис. 11.
Распределение объемов геологоразведочных работ, выполненных в 2017 году, по видам лицензий

Рис. 12.
Динамика выполнения геологоразведочных работ на лицензионных участках

ющих «добычными» и «совмещенными» лицензиями, увеличилось на 18 компаний – семь компаний-недропользователей (ООО «Юганский 3», ООО «Юганский 16», ООО «Юганский 18», ООО «Юганский 19», ООО «Юганский 21», ООО «Западно-Мултановский», ООО «Канбайкал») приобрели на аукционах право пользования недрами на геологическое изучение, разведку и добычу и 11 недропользователям (дочерним компаниям ОАО «Тендерресурс») было передано право пользования недрами на разведку и добычу открытых ОАО «Тендерресурс» месторождений.

За 2005–2017 гг. компании ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО НК «Лукойл» увеличили количество принадлежащих им лицензий в среднем на 45%, количество лицензий ПАО НК «Роснефть» выросло втрое, ПАО «НК «Башнефть» – вдвое, объем лицензий ПАО «Газпром» (ПАО «Газпром нефть») в сравнении с 2005 г. увеличился в 6 раз (***рис. 7, 8***).

Рис. 13.
Добыча нефти на территории ХМАО-Югры в 2017 году

Рис. 14.
*Распределение добычи нефтяного сырья в 2017 году по федеральным округам, субъектам УрФО**

Основной прирост лицензионных участков ПАО «НК «Лукойл» и ОАО «Сургутнефтегаз» осуществлялся за счет покупки участков на аукционах (конкурсах) и увеличения площади поисковых работ (краткосрочные лицензии). Компании ПАО «НК «Башнефть», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть» наращивали свою ресурсную базу за счет приобретения и поглощения компаний, работающих в округе.

Самым активным участником аукционов, проводимых на территории Югры, является ОАО «Сургутнефтегаз» – за 2005–2017 гг. компания приобрела в ХМАО 34 участка с суммарным объемом переданных компании извлекаемых запасов по категории $АВС_1 + С_2$ – 227 млн т, на втором месте ПАО «НК Лукойл», получившее право пользования 21 участком с суммарными извлекаемыми запасами по категориям $С_1 + С_2$ 229 млн т. В сумме общий вклад двух ВИНКов в бюджет составил 111 млрд руб., что составило 66% от общего дохода бюджета от продажи участков (***рис. 9***).

В 2014 году после пятилетнего перерыва в борьбу за участки в Югре вступила ПАО НК «Роснефть» (дочерние компании), навязавшая жесткую конкуренцию основному участнику аукционов – ОАО «Сургутнефтегаз» в Юганской поисковой зоне. Из 28 состоявшихся в 2014–2017 гг. аукционов ОАО «НК Роснефть» приняла участие в 20 аукционах, по результатам проведения которых приобрела 11 участков с суммарным бонусом подписания 29 млрд руб. (***рис. 9***).

Из общего массива лицензий, предоставленных по факту открытия месторождений, 43% принадлежит компании ОАО «Сургутнефтегаз», получившей в 2005–2017 гг. право пользования недрами 23 месторождений. ОАО «Тендерресурс» оформил долгосрочные лицензии на 12 месторождений, открытых за счет средств окружного бюджета. Замыкает тройку лидеров компания ПАО «НК «Лукойл», получившая права пользования недрами с целью добычи нефти и газа 8 открытых месторождений (***рис. 10***).

Геологоразведочные работы за счет средств недропользователей

Безусловными лидерами геологической отрасли Югры являются ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК Лукойл».

Доля ОАО «Сургутнефтегаз» в общем объеме поисково-разведочных работ, выполненных ВИНКами на территории автономного округа за период с 2005 по 2017 гг., составляет 50%. В 2017 г. ОАО «Сургутнефтегаз» выполнил объемов поисково-разведочного бурения на одну треть больше, чем и ПАО «НК Лукойл», и в 3 раза больше, чем ПАО «НК «Роснефть» (***рис. 11***).

В целом в 2017 г. по ХМАО – Югре проходка поисково-разведочного бурения составила 332,7 тыс. м, объем площадных сейсморазведочных работ 2D – 4073 км, 3D – 3979 км^2 (***рис. 12***).

По итогам 2017 г. на фоне незначительного сокращения (на 4%) объемов сейсморазведочных работ проходка поисково-разведочного бурения выросла по сравнению с предыдущим годом на 12%. В 2 раза увеличился объем про-

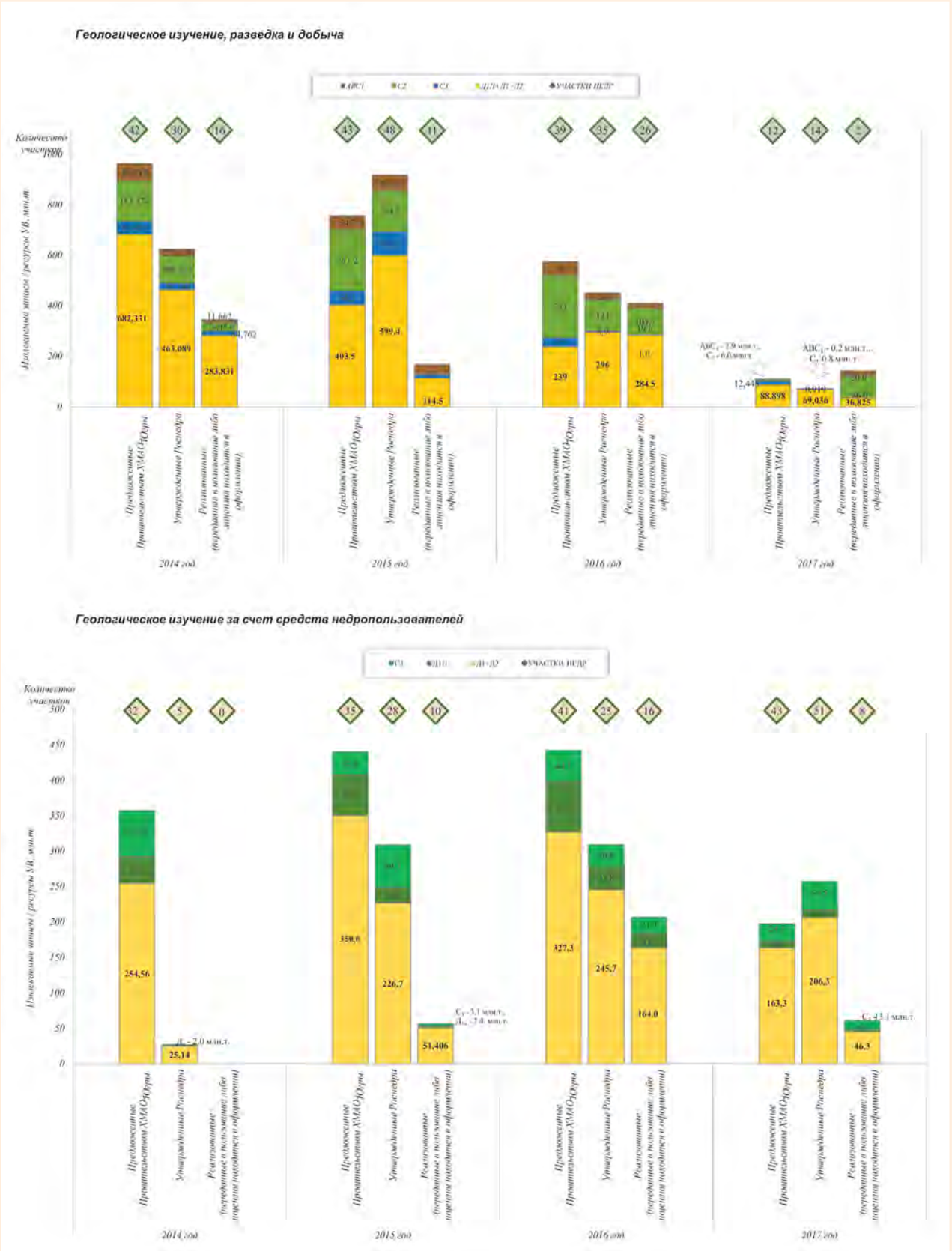


Рис. 15.
Динамика реализации предложений правительства автономного округа по включению участков в перечни объектов лицензирования в 2014–2017 гг.

Рис. 16.
Эффективность аукционов и конкурсов на право пользование недрами, проводимых в ХМАО – Югре с 1993 по 2017 гг.

ходки ПАО НК «Роснефть» за счет повышения объемов ПРБ ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз».

Добыча нефти в Югре

Существенная доля добычи нефти в округе принадлежит трем крупным вертикально интегрированным компаниям – ПАО «НК Роснефть» (42%), ОАО «Сургутнефтегаз» (22%), ПАО «НК Лукойл» (15%). На остальные ВИНКи и неинтегрированные компании приходится 21% всей накопленной добычи. Добыча мелких и средних компаний в структуре накопленной добычи ХМАО – Югры за 2017 г. составила 1% (***рис. 13***).

Сырьевая база углеводородов Югры обеспечила 43% добытой нефти в России и 78% – в УрФО. Объем нефти, извлекаемой из недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2017 г. составил 235 млн т, что на 4 млн т меньше, чем в предыдущем году (***рис. 14***).

Нефтяные и газовые месторождения распределенного фонда недр

Добыча осуществляется на 256 разрабатываемых месторождениях в пределах 311 лицензионных участков, 140 месторождений распределенного фонда недр находятся в стадии разведки. Практически вся накопленная добыча и 34% текущих запасов $АВ_1С_1$ округа относятся к участкам с добычными лицензиями. На участки с совмещенным правом пользования приходится половина предварительно оцененных запасов категории $В_2С_2$.

В нераспределенном фонде недр числятся 156 нефтяных и газовых месторождений и 6 месторождений расположены в пределах поисковых участков, права пользования которыми принадлежат ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Тарховское» и ООО «Соровскнефть». Из 156 месторождений 81 является трансграничными – контур нефтеносности частично находится на территории лицензионных участков.

На сегодняшний день 19 месторождений нераспределенного фонда недр предложено Правительством автономного округа для включения в программу лицензирования недр 2018–2019 гг. Часть месторождений уже не раз выставлялась на аукционы и были не востребованы, либо на сегодняшний день не подготовлена к лицензированию – по месторождениям необходимо провести пересмотр и уточнение запасов. Порядка 42% месторождений НРФН округа – это объекты с незначительными объемами выявленных запасов (до 1 млн т извлекаемых запасов), со сложным геологическим строением, относящиеся к категории трудноизвлекаемых и расположенные в неосвоенных районах с неразвитой инфраструктурой.

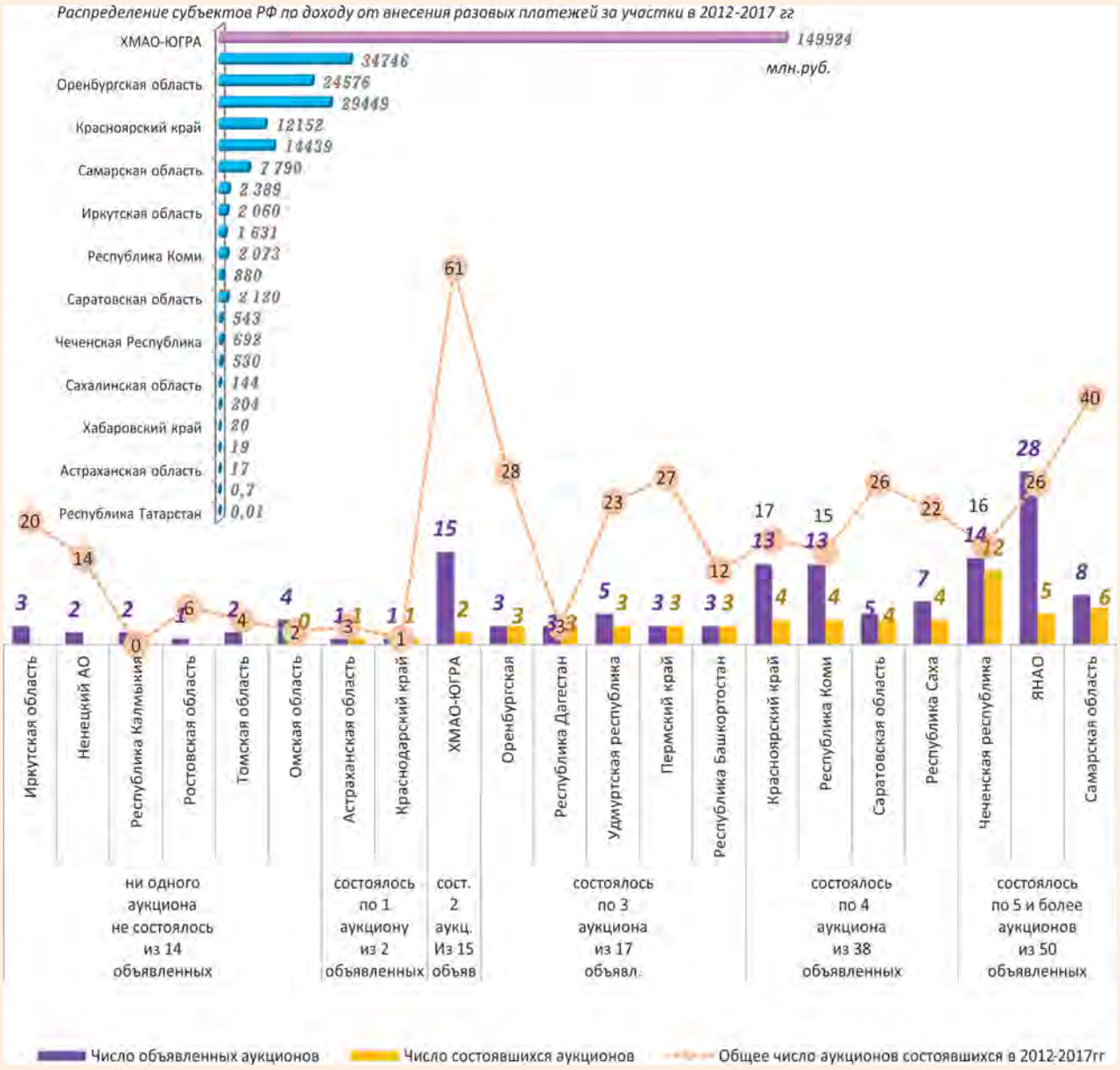


Рис. 17.
Соотношение объявленных и состоявшихся аукционов в Российской Федерации в 2012–2017 гг.

Подготовка программ лицензирования недр ХМАО – Югры

Необходимость в разработке программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа возникла в 2001 г. после отмены налога на воспроизводство МСБ. Для решения проблемы восполнения минерально-сырьевой базы округа в связи с отсутствием целевого финансирования геологоразведочных работ Правительством автономного округа в июле 2001 г. была принята «Концепция проведения поисковых геологоразведочных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа», согласно которой предполагалась передача в пользование участков недр. В соответствии с принятой Концепцией были разработаны две среднесрочных программы лицензирования недр: на 2003–2005 гг. и на 2006–2008 гг. С 2007 г. ежегодно Правительством ХМАО – Югры в соответствии с п. 3 ст. 4 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» утверждаются перечни участков и в качестве предложений направляются в территориальные и федеральные органы управления государственным фондом недр.

В рамках подготовки программ лицензирования специалистами НАЦ РН им. В.И. Шпильмана были рассмотрены 1804 предложения от 167 компаний-заявителей для включения в перечни объектов лицензирования. К рассмотрению Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры с 2001 г. подготовлены предложе-

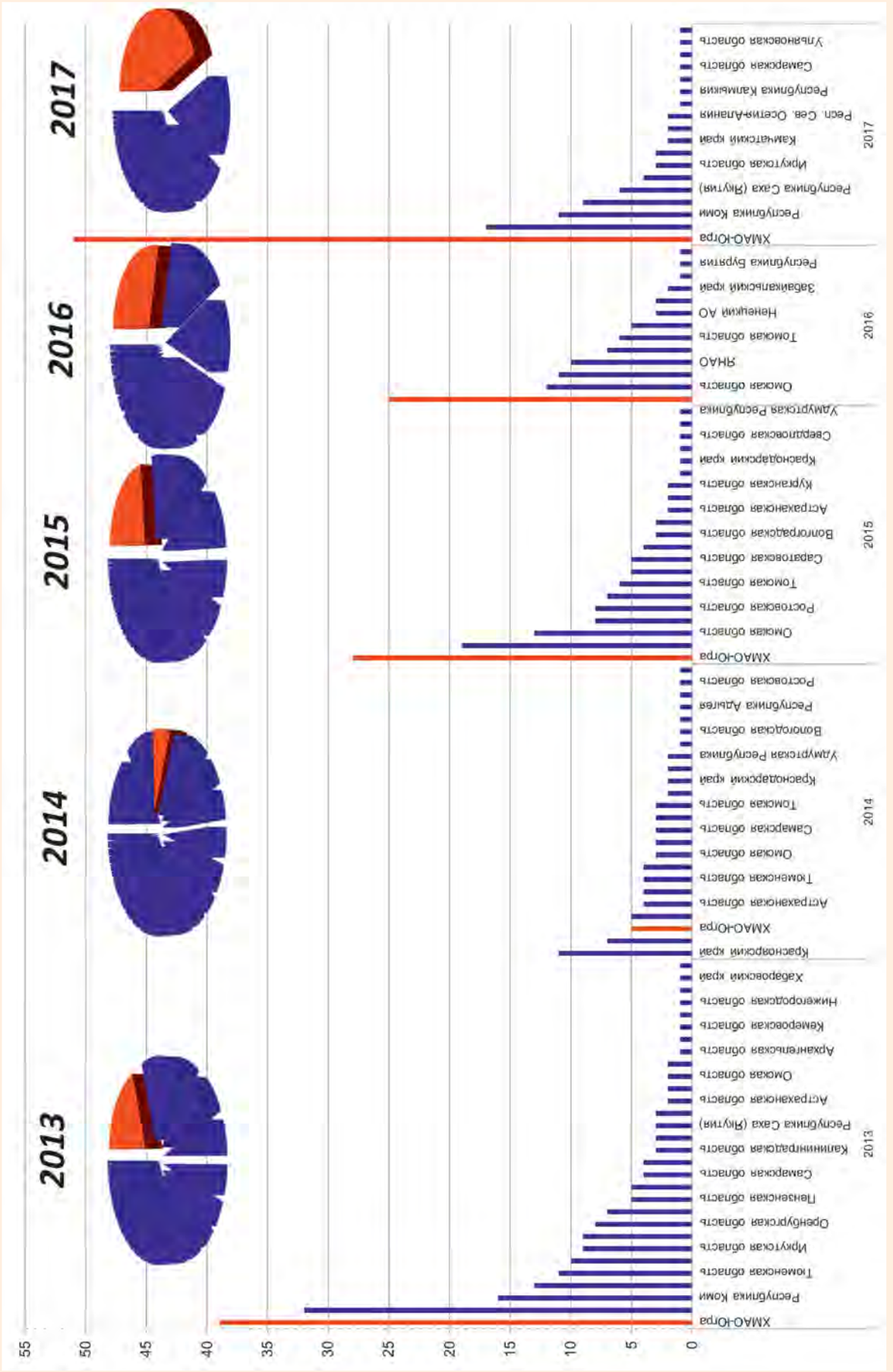


Рис. 18.
Распределение количества участков на геологическое изучение по субъектам РФ в 2013–2017 гг

ния по формированию перечней на 1515 участков недр, из которых предлагалось на аукционы и конкурсы – 598 участков и 917 участков недр – на геологическое изучение.

С 2014 г. формирование программ лицензирования осуществляется на основе предложений компаний-недропользователей и программ освоения Карабашской и Юганско-Колтогорской поисковых зон.

На ***рис. 15*** представлена динамика реализации предложений Правительства ХМАО – Югры по включению участков недр в перечни объектов лицензирования за 2014–2017 гг. В 2017 г. правительством автономного округа с целью передачи в пользование было предложено 12 участков недр для выставления на конкурсы и аукционы и 43 участка недр – на геологическое изучение; рассмотрено и утверждено Роснедра 14 аукционных участков, 51 участок – в разделе «Геологическое изучение за счет средств недропользователей».

Реализовано на геологическое изучение 8 участков с суммарными извлекаемыми ресурсами нефти категорий $С_3(Д_0)$ – 13 млн т и $Д_{1л}(Д_л)$ – 2 млн т (38% от ресурсов, запланированных для фактической передачи в пользование Правительством автономного округа) и 28 поисковых участков передано на аукцион.

В части передачи в лицензирование запасов категории $С_1 + С_2$ – в 2017 г. утверждено и реализовано запасов больше, чем было запланировано округом. Причина – проведение аукциона на право пользования Эргинским участком, предложенным правительством округа для реализации в 2016 г. Решение о проведении аукциона на право пользования Эргинским участком недр федерального значения, включающим часть Приобского нефтяного месторождения, было принято Правительством РФ 25 мая 2016 г., но аукцион состоялся лишь в 2017 г.

Аукционы на право пользования недрами Ханты-Мансийского автономного округа-Югры

На территории округа было объявлено 486 аукционов и конкурсов, по результатам проведения которых были предоставлены права пользования недрами в пределах 221 участка (***рис. 16***).

В период с 2005 (год возобновления проведения аукционов после объявленного МПР РФ моратория в 2001 г.) по 2017 гг. по результатам аукционов и конкурсов Федеральное агентство по недропользованию предоставило право пользования недрами в пределах 112 участков с суммарными запасами нефти категорий $С_1 + С_2$ – 936 млн т, ресурсами категории $С_3 + Д_{1л}$ – 197 млн т и прогнозными ресурсами нефти категории $Д_1 + Д_2$ – 1010 млн т. С 2005 г. средний процент реализации участков составляет 30%. Суммарный доход бюджета РФ от внесения разовых платежей за участки составил 167 млрд руб.

В 2017 г. в ХМАО-Югре отмечается трехкратное снижение коэффициента эффективности успешности проводимых аукционов на право пользования недрами. По количеству реализованных участков год стал наименее эффективным за последние 10 лет (***рис.16***). Причина – на торги были предложены мелкие и очень мелкие месторождения, бывшие в пользовании и переданные в НРФН либо по причине отказа компаний от участков, либо из-за нарушения условий пользования. Из-за перехода на новую классификацию запасов участки с более высокой плотностью запасов не были утверждены и перешли на следующий год. Таким образом, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры было реализовано было 2 участка из 15 предложенных (аукцион по Эргинскому участку объявлялся дважды) – Эргинский участок недр федерального значения, включающий часть Приобского нефтяного месторождения и Западно-Ливадийский участок недр (***рис. 17***).

В 2017 г. было реализовано минимальное количество участков, однако по сумме доходов от внесения разовых платежей за участки и объему вовлеченных в лицензирование запасов и ресурсов Югра является лидером среди субъектов РФ. Передано в лицензирование запасов категории $АВС_1 + С_2$ – 106 млн т. Суммарный бонус подписания составил 20,3 млрд руб.

Участки на геологическое изучение с целью поиска и оценки за счет собственных средств недропользователей

Вовлечение ресурсов в процесс лицензирования путем предоставления прав пользования недрами на поисковых участках стало возможным с 1999 г. в рамках реализации Закона РФ «О недрах» в редакции Федерального закона от 03.03.1995 № 27-ФЗ..

За период с 1999 по 2017 гг. было передано в пользование 277 участков недр с суммарными извлекаемыми перспективными ресурсами нефти по категориям $С_3 + Д_{1л}$ – 713,2 млн т, прогнозными ресурсами по категориям $Д_1 + Д_2$ – 2168,3 млн т.

В пределах поисковых участков за счет собственных средств открыто 55 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий $С_1 + С_2$ – 172 млн т (запасы приведены на дату открытия месторождений).

В 2017 г. в ХМАО – Югре был опубликован 51 участок недр с суммарными извлекаемыми ресурсами нефти по категории $Д_0$ – 45,049 млн т, $Д_л$ – 16,735 млн т, прогнозных нелокализованных ресурсов по категориям $Д_1 + Д_2$ – 206,6 млн т.

На ***рис. 18*** представлена динамика утверждения участков недр для геологического изучения (поиск и оценка) за счет средств недропользователей по РФ за 2013–2017 гг. В 2017 г. количество поисковых участков на геологическое изучение, предложенных потенциальным недропользователям, в сравнении с предыдущим годом, увеличилось на 25%. Последние 3 года Ханты-Мансийский автономный округ – Югра остается лидером по количеству предлагаемых участков на геологическое изучение за счет средств недропользователей. По объему предлагаемых перспективных ресурсов нефти и газа категории $Д_0$ в 2017 г. округ занимает второе место после Ямало-Ненецкого автономного округа. По остальным субъектам РФ в основном предлагались участки с прогнозными ресурсами УВС категорий $Д_л$, $Д_1$ и $Д_2$.

В 2018–2019 гг. Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры предлагается для реализации 25 поисковых участков с оценкой извлекаемых подготовленных ресурсов нефти категории D_0 – 23 млн т, локализованных ресурсов $D_л$ – 20 млн т.

Эффективная система лицензирования недр – это безусловный фактор будущего развития нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры и результат многолетнего непрерывного труда всего коллектива НАЦ РН им. В.И. Шпильмана по формированию и сопровождению единой интегрированной базы данных, обеспечивающей полную информационную поддержку при подготовке участков к лицензированию. Очень важно понимать эту связь, поскольку аккумуляция и качественный анализ информации об изученности территории, проведенных геологоразведочных работах, состоянии разработки, земельных и природных ресурсах, состоянии экологии и промышленной инфраструктуры при подготовке программы лицензирования во многом определяет перспективы реализации ресурсного потенциала ХМАО – Югры.

UDC 346.7

S.L. Ryilchikova, Head of the Laboratory for Monitoring Licensing of Subsoil Departments of Licensing and Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], Rylchikova@crru.ru
M.V. Tichonova, Researcher of the Laboratory for Monitoring Licensing of Subsoil Departments of Licensing and Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]
N.L. Tarkova, Researcher of the Laboratory for Monitoring Licensing of Subsoil Departments of Licensing and Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]
Z.N. Shagidulina, engineer of the 1st category of the Laboratory for Monitoring Licensing of Subsoil Departments of Licensing and Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]
K.V. Evlash, engineer of the Laboratory for Monitoring Licensing of Subsoil Departments of Licensing and Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

Use of Bowels of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra – Full Information

Abstract. The authors presented an analytical review of the system for licensing subsoil in the territory of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra. An effective system of subsoil licensing is an unquestionable factor in the future development of the oil industry in the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra and the result of many years of continuous work by the entire staff of the Scientific and Analytical Center for Rational Subsurface Resources named after V.I. Shpilman on the formation and maintenance of a single integrated database that provides complete information support when preparing sites for licensing. Accumulation and qualitative analysis of information on the study of the territory, geological exploration, development status, land and natural resources, the state of the environment and industrial infrastructure in preparing the licensing program largely determines the prospects for the implementation of the resource potential of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra.

Keywords: subsoil use; a license for the right to use subsoil; Khanty–Mansi Autonomous Area; companies–subsoil users; a distributed subsoil fund; geological prospecting; licensing programs; subsoil auction.

УДК 553.98

М.Н. Жарова
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования
и экономики недропользования
заведующий лабораторией геолого-
экономического моделирования
zharova@crru.ru

Н.Н. Захарченко
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение лицензирования
и экономики недропользования
заведующий отделением

Экономическая оценка освоения запасов УВС: результаты и перспективы

[1]Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Экономическая оценка эффективности освоения недр служит основой для выявления «узких мест» и определения приоритетных направлений совершенствования системы государственного регулирования нефтедобычи

Ключевые слова: геолого–экономическая оценка; технико–экономическое обоснование; регулирование сферы недропользования; организационно–экономические стимулы; управленческие решения

Тенденции развития нефтедобычи в ХМАО – Югре за прошедшие 10–15 лет определили важность формирования эффективных организационно-экономических механизмов регулирования системы недропользования, отвечающих первоочередным вызовам, с которыми сталкивается отрасль.

Задачи, соответствующие экономическим аспектам функционирования системы недропользования, в АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» выполняются лабораторией геолого-экономического моделирования (ГЭМ). В рамках проведения экономического мониторинга геологического изучения и освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры специалистами лаборатории регулярно проводятся работы по следующим направлениям:

– анализ экономических параметров функционирования нефтедобывающих предприятий ХМАО – Югры;

– оценка экономической эффективности разработки месторождений нефти и газа;

– финансово-экономические обоснования проектов законов ХМАО – Югры;

– оценка бюджетной и общественной эффективности освоения участков недр, передаваемых в пользование на территории ХМАО – Югры;

– формирование предложений по совершенствованию механизмов правового регулирования системы недропользования на региональном и федеральном уровнях.

За прошедшие 5 лет с участием лаборатории был выполнен ряд значимых работ, результаты которых служат качественным основанием для принятия важных стратегических и оперативных решений государством в сфере регулирования системы недропользования.

Специалистами лаборатории в 2016 г. выполнена аналитическая работа, представленная в форме сборника, содержащего справочно-аналитическую сводку основных показателей геологоразведочных работ на нефть и газ, запасов, ресурсов и добычи углеводородного сырья в округе за период с 1948 по 2015 гг.

Информация по геологоразведочным работам систематизирована в разрезе направлений

работ (сейсморазведка, поисково-разведочное бурение, прочие работы), ежегодно проводимых на территории ХМАО – Югры за счет разных источников финансирования. Актуальность мониторинга данных, изложенных в справочнике, определяется необходимостью использования систематизированной ретроспективой и текущей информации в качестве исходной для расчетов абсолютных и относительных экономических показателей системы недропользования.

С участием лаборатории ГЭМ в 2014 г. проведена геолого-экономическая оценка ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской НГП в пределах границ Ханты-Мансийского автономного округа по состоянию изученности на 01.01.2011.

В рамках выполнения работы было оценено 12 нефтегазоносных зон, 7 из которых отнесены к категории поисковых. В ходе проведения экономической оценки были определены показатели экономической эффективности освоения каждой зоны как с точки зрения государства, так и для недропользователей.

По результатам выполнения геолого-экономической оценки ресурсов нефтегазоносных зон ХМАО – Югры в качестве наиболее перспективных для первоочередного освоения были выделены Карабашская и Юганско-Колтогорская зоны. Долгосрочные программы освоения Карабашской и Юганско-Колтогорской поисковых зон, подготовленные в рамках геолого-экономической оценки ресурсов, уже принесли свои плоды. По итогам проведенных в 2015–2018 гг. аукционов в долгосрочное пользование передано 29 участков недр, в результате чего в лицензирование вовлечено 126 млн т запасов категории $C_1 + C_2$ и 338 млн т ресурсов, а в бюджет РФ от реализации участков поступило порядка 17 млрд руб. С целью поиска и оценки месторождений УВС в пределах Карабашской и Юганско-Колтогорской поисковых зон передано также 30 поисковых участков с суммарными ресурсами в количестве 332 млн т.

В 2015 г. специалистами лаборатории также было выполнено технико-экономическое обоснование освоения запасов Юганско-Колтогорской зоны. В рамках проведенной работы был установлен приоритетный вариант освоения и ввода в разработку участков недр Юганско-Колтогорской зоны. Выбор рекомендуемого сценария комплексного развития территории осуществлялся на основании укрупнённой экономической оценки эффективности вариантов очередности освоения участков недр по необустроенным месторождениям Юганско-Колтогорской зоны.

По итогам экономической оценки были предложены механизмы налогового стимулирования освоения и ввода в разработку участков недр Юганско-Колтогорской зоны, ориентированные, главным образом, на снижение инвестиционных рисков для недропользователей.

Реализация комплексных геолого-экономических оценок малоизученных территорий ХМАО – Югры представляется необходимым этапом формирования целостного представления о возможности и перспективности освоения участков недр в пределах поисковых зон в целях воспроизводства минерально-сырьевой базы округа.

В этой связи в целях актуализации результатов оценки ресурсов, проведенной в 2014 г., в текущем году предусмотрено проведение геолого-экономической оценки ресурсов и запасов УВС в пределах Казымской, Октябрьской и Карабашской поисковых зон по состоянию изученности на 01.01.2017. Более того, в 2018 г. также запланирована разработка алгоритма оценки предельно-рентабельного объема геологоразведочных работ для поисковой зоны на основе геолого-экономического моделирования процесса освоения ресурсов нефти, включающего статическую и динамическую прогнозные оценки эффективности поисково-разведочных работ с учетом «экономического фильтра».

С уверенностью можно сказать, что экономическая оценка эффективности освоения недр служит основой для выявления «узких мест» и определения приоритетных направлений совершенствования системы государственного регулирования нефтедобычи.

Предложения, разрабатываемые специалистами лаборатории ГЭМ в рамках совершенствования государственного регулирования системы недропользования, главным образом, ориентированы на формирование организационно-экономических стимулов к воспроизводству минерально-сырьевой базы ХМАО – Югры за счет:

– повышения изученности территории автономного округа геологоразведочными работами;

– обеспечения рационального недропользования на основании более полного извлечения запасов углеводородного сырья из недр.

В рамках формирования эффективного механизма стимулирования восполнения минерально-сырьевой базы за счет прироста запасов от проведения эффективной программы лицензирования недр предложено изменение условий предоставления льготы по налогу на прибыль организаций, ориентированной на увеличение объемов геологоразведочных работ. Представляется целесообразным установление размера льготы по налогу на прибыль организаций в зависимости от величины затрат на поисково-

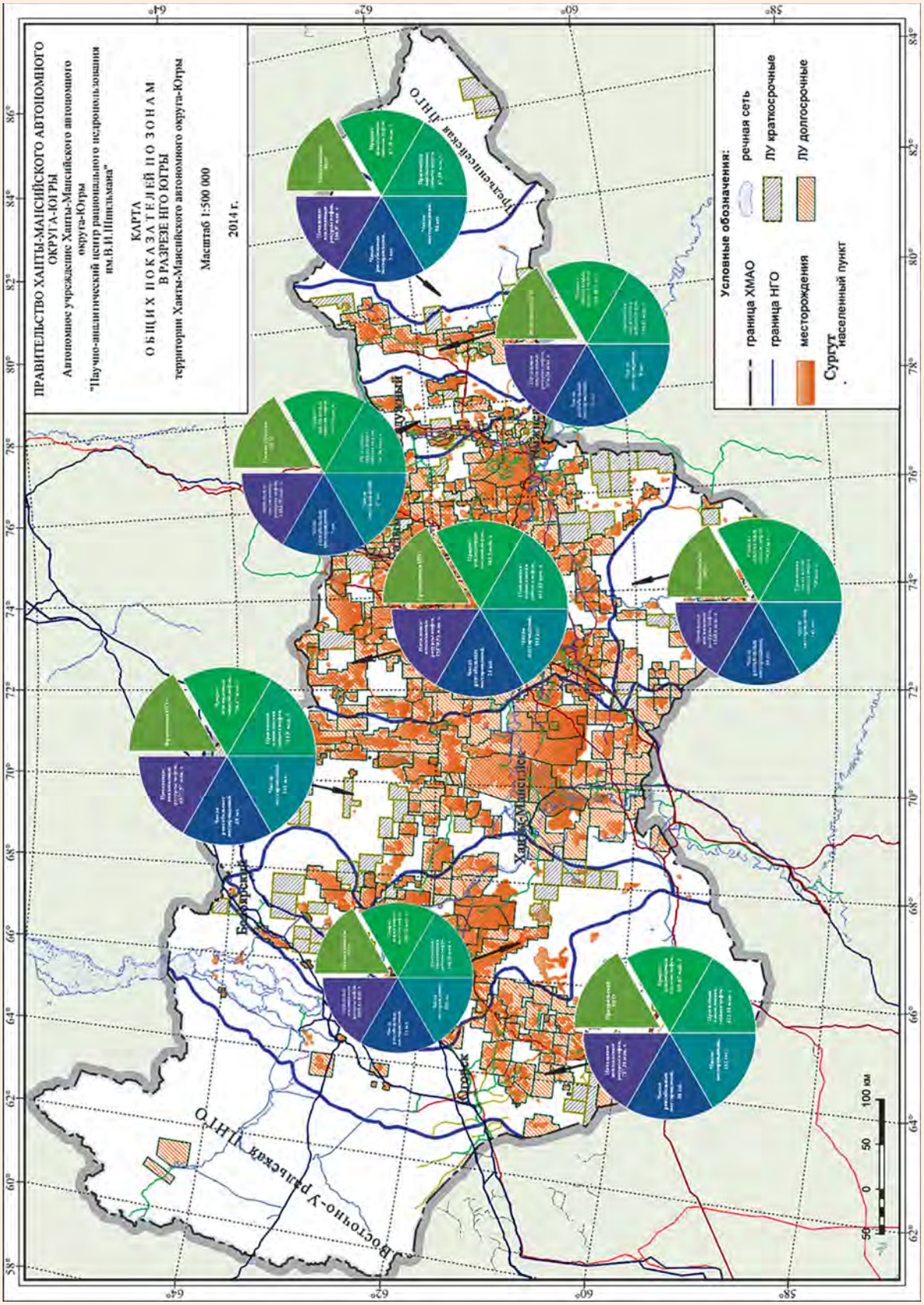


Рис. 1.
Карта общих показателей по зонам в разрезе НГО ХМАО – Югры

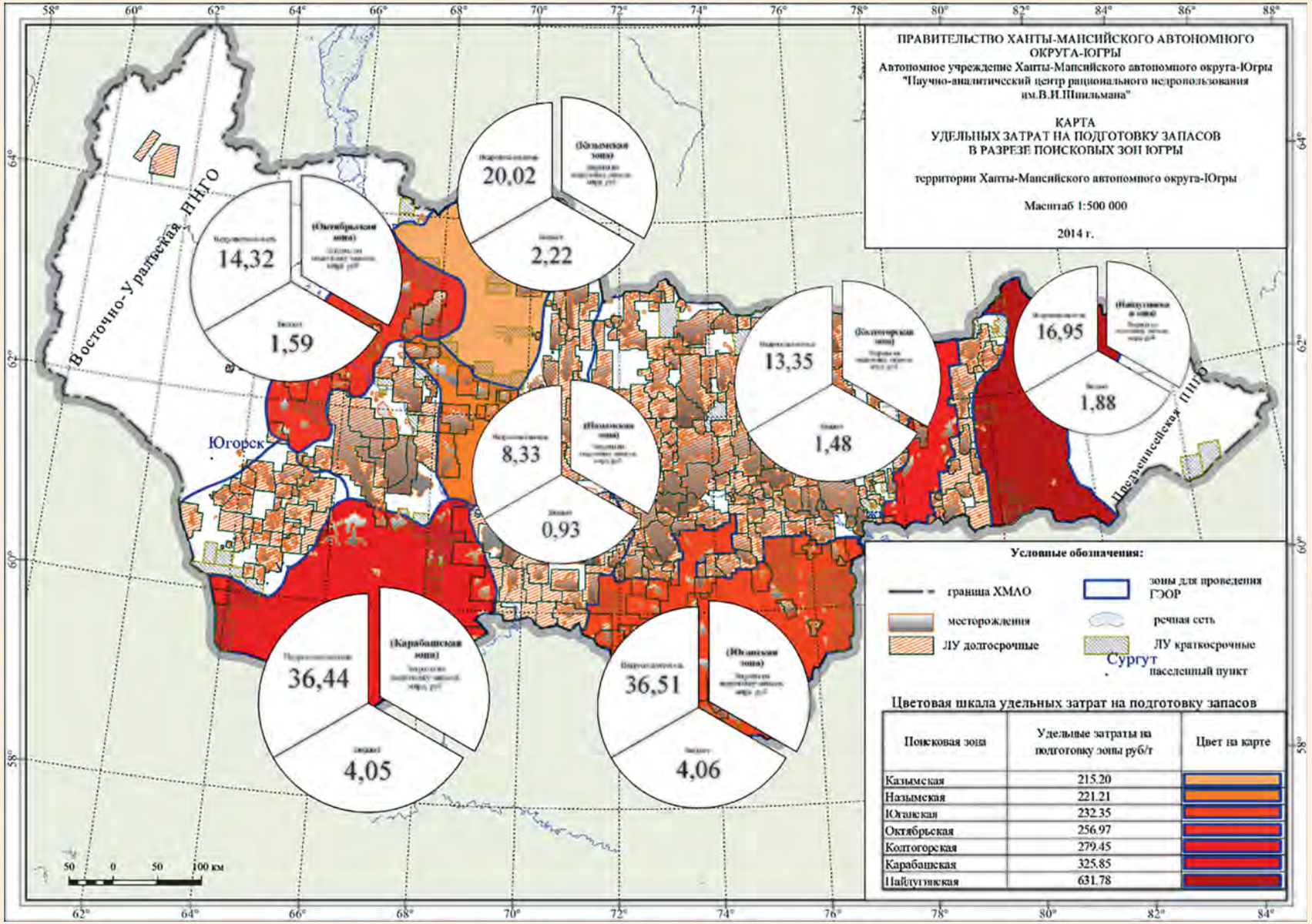


Рис. 2.
Карта удельных затрат на подготовку запасов в разрезе поисковых зон Югры

разведочное бурение. При этом предельный размер снижения ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджет ХМАО – Югры, предлагается устанавливать посредством применения дифференцированной шкалы, значения которой варьируется в пределах 0,5–4,5 процентных пунктов.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет обеспечения более полного извлечения запасов углеводородного сырья из недр, по большому счету, требует реализации комплекса эффективных мер по работе с трудноизвлекаемыми запасами (ТрИЗ). Под ТрИЗ мы подразумеваем запасы нефти, выработка которых осложнена геолого-физическими факторами и малоэффективна при применении традиционных технологий нефтедобычи. На сегодняшний день к категории трудноизвлекаемых на территории ХМАО-Югры могут быть отнесены запасы низкопроницаемых пластов (ачимовского НГК, средне- и нижнеюрских и других отложений), запасы баженовско-абалакского НГК, запасы длительно разрабатываемых пластов с высокой долей воды в добываемой продукции.

Специалистами лаборатории сформулированы предложения по созданию организационно-экономических стимулов к освоению трудноизвлекаемых запасов нефти в рамках проведенной «Оценки существующих и разработки перспективных методов стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов». В ходе проведения данной работы отмечена важность разработки комплексного подхода к освоению ТрИЗ.

Как правило, разработка ТрИЗ сопровождается существенным ростом издержек со стороны недропользователя, применяющего дорогостоящие технологии. В связи с этим целесообразно утверждение Перечня инновационных технологий в нефтедобывающей отрасли и создание Реестра инновационных проектов в нефтедобывающей отрасли в ХМАО – Югре, призванных учитывать особенности применяемой технологии и соответствующие возможности предоставления льгот.

Зачастую у компаний и вовсе нет доступа к технологиям, способным обеспечить эффективность разработки месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. В качестве инструмента снижения экономических и технологических рисков, специалистами лаборатории предложен механизм формирования опытных полигонов и действующих на их базе научно-технологических консорциумов с целью разработки и внедрения новых технологий в данной сфере, а также апробации существующих технологий геологического изучения и разработки УВС применительно к ТрИЗ при финансовой и административной поддержке государства.

Перечисленные работы являются неотъемлемой частью многолетнего труда коллектива лаборатории, направленного на обеспечение органов исполнительной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры наиболее полной информацией, позволяющей принимать обоснованные и мотивированные управленческие решения в сфере недропользования. Теоретико-методические и научные разработки лаборатории осуществляются в целях совершенствования методической и законодательной базы, регулирующей систему недропользования в интересах недропользователей, государства и общества.

Накопленный на сегодняшний день опыт работы специалистов лаборатории в сфере регулирования системы недропользования определяет возможность формирования качественной платформы для взаимодействия бизнеса и органов власти на базе НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. Мы верим в эффективность кооперации и надеемся на дальнейшее расширение сфер сотрудничества с государством и предприятиями нефтегазовой отрасли ХМАО – Югры.

UDC 553.98

M.N. Zharova, Head of the Laboratory of Geological and Economic Modeling of the Division for Licensing and the Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], zharova@crru.ru
N.N. Zakharchenko, Head of the Division for Licensing and the Economy of Subsoil Use, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

Economic Assessment of the Development of Hydrocarbon Reserves: Results and Prospects

Abstract. The economic evaluation of the effectiveness of subsoil development serves as a basis for identifying bottlenecks and determining priority areas for improving the system of state regulation of oil production.

Keywords: geological and economic assessment; feasibility study; regulation of subsoil use; organizational and economic incentives; management decisions.

An integrated energy company[1]

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

REPSOL

www.repsol.com
Info: 902 000 000

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

РЕКЛАМА

УДК 504.06;574

С.А. Алешин
канд. биол. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
заведующий

Ю.В. Казанцев
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория природопользования
заведующий
kazantsev@crru.ru

В.А. Пуртов
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория анализа экологической информации
заведующий
ecolog@crru.ru

Д.А. Селиванова
канд. геогр. наук
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория природопользования
старший научный сотрудник
Das@crru.ru

Л.Н. Казанцева
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория природопользования
старший научный сотрудник

Н.С. Ремень
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория анализа экологической информации
старший научный сотрудник

Е.М. Гузёмина
НАЦ РН им. В.И. Шпильмана[1]
отделение производственной инфраструктуры и экологии
лаборатория анализа экологической информации
научный сотрудник

НАЦ РН им. В.И. Шпильмана:
оценка современного состояния экосистем и мониторинг экологических последствий нефтедобычи

1Научно–аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286.

Сотрудники отделения производственной инфраструктуры и экологии НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, используя инновационные технологии, занимаются сбором и анализом информации о природной среде и производственной инфраструктуре, готовят правительству округа рекомендации для принятия управленческих решений в области охраны окружающей среды и экологической безопасности округа

Ключевые слова: состояние окружающей природной среды; экологический мониторинг; космическое дешифрирование; обследование ликвидированных и законсервированных скважин

В соответствии с региональным законодательством на месторождениях ХМАО – Югры недропользователями практически повсеместно проводится мониторинг состояния окружающей природной среды.

Экологический мониторинг в границах лицензионных участков недр

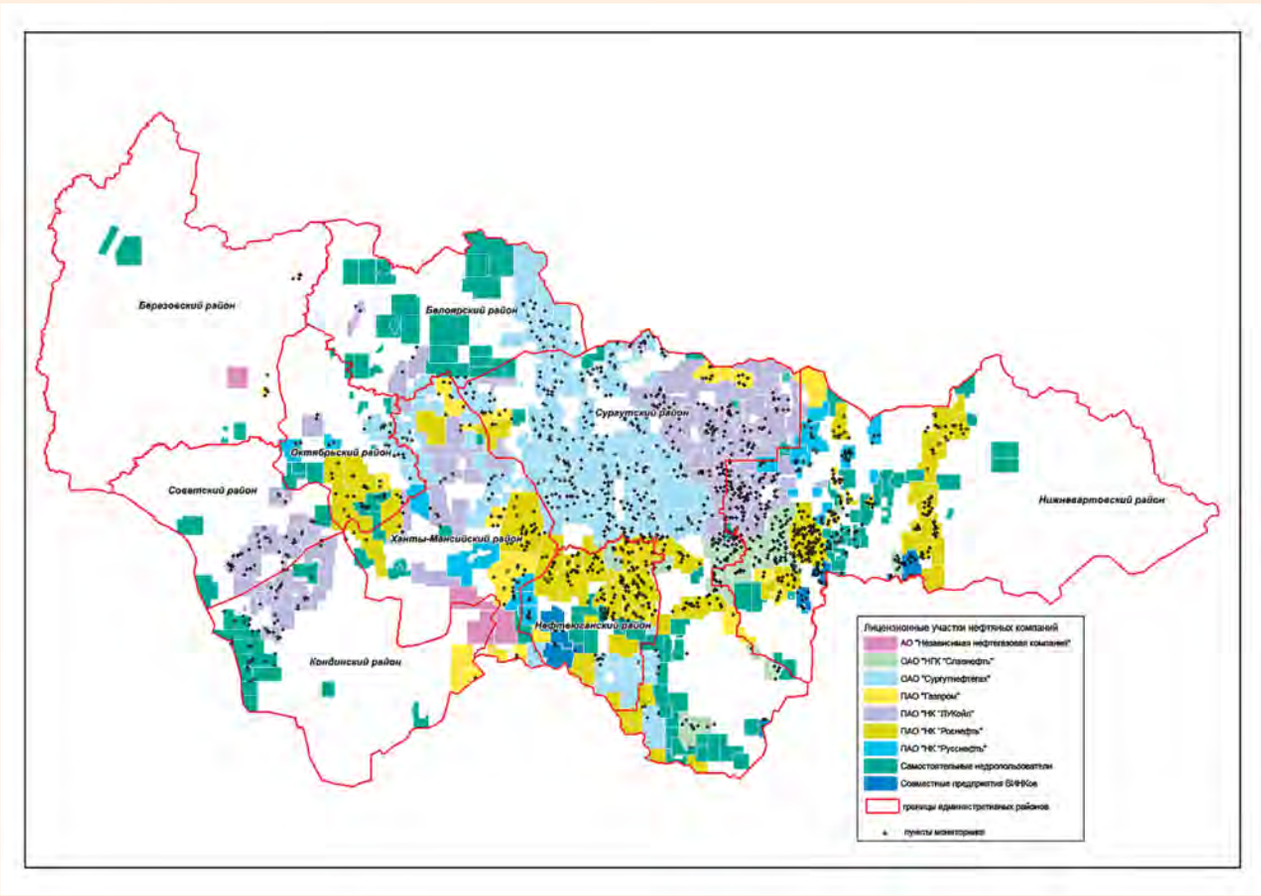
Деятельность по обеспечению системы наблюдения за состоянием окружающей среды на лицензионных участках недр обеспечивает Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений ХМАО – Югры.

Без преувеличения можно сказать, что в автономном округе действует крупнейшая региональная сеть экологического мониторинга, насчитывающая более 1700 пунктов контроля качества поверхностных вод и донных отложений, более 800 пунктов наблюдений за атмосферным воздухом и снеговыми выпадениями и более 1400 пунктов мониторинга почвогрунтов (***рис. 1***). Часть пунктов являются контрольными, часть – фоновыми.

Количество пунктов мониторинга на участках недр зависит от физико-географических особенностей территории, развития гидрографической сети, степени техногенной нагрузки. Так, на одном из самых больших и длительно разрабатываемых участков недр с огромной инфраструктурой – Самотлорском – действуют 23 пункта мониторинга атмосферного воздуха, 23 пункта контроля снеговых выпадений, 65 пунктов контроля поверхностных вод и донных отложений и 52 пункта мониторинга почвогрунтов (***рис. 2***).

На каждом из пунктов ежегодно отбирается от 1 до 12 проб в соответствии с утверждёнными план-графиками. Все пробы анализируются на перечень компонентов и показателей, характеризующий качество природных сред в аккредитованных лабораториях. Пробы воздуха исследуются по 7 компонентам, пробы снеговых выпадений – по 13, поверхностные воды анализируются по 2–19 показателям, донные отложения – по 14, почвы – по 17 компонентам. В случаях выявления высоких и экстремально высоких концентраций загрязняющих веществ, которые могут быть признаками аварий либо утечек, недропользователь оповещает сотрудников Службы и проводит дополнительные исследования по установлению причин их возникновения. Таким образом, ежегодно в рамках экологического мо-

Рис. 1.
Сеть экологического мониторинга ХМАО – Югры



ниторинга лицензионных участков недр осуществляются сотни тысяч измерений. Это позволяет оценить современное состояние экосистем и прогнозировать экологические последствия нефтедобычи.

В 2014–2015 и в 2017–2018 гг. НАЦ РН проанализировал результаты мониторинга природных сред, осуществляемого недропользователями в периоды 2009–2014 и 2016–2017 гг.

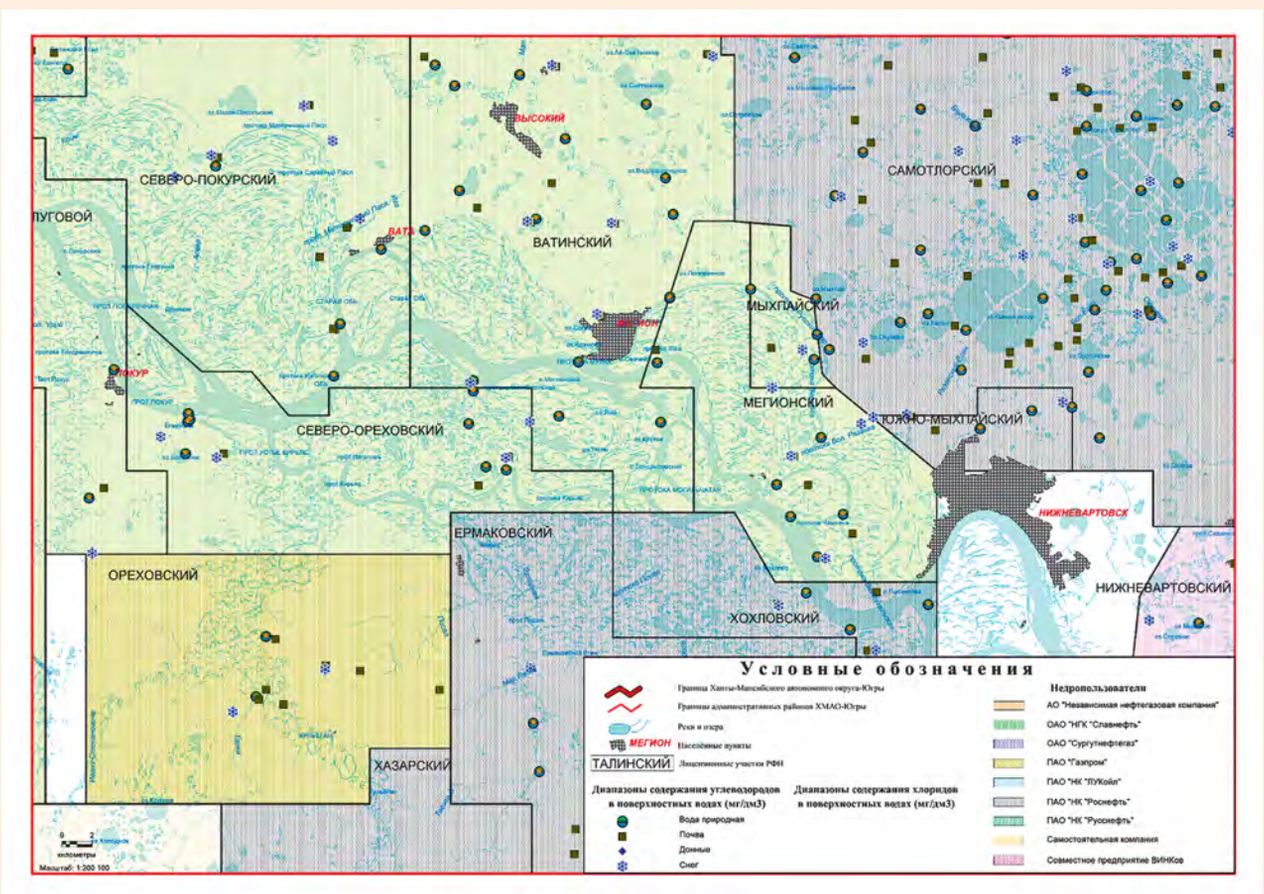
Анализ качества природных сред за этот период выполнен на основе более чем 1,3 млн измерений (***табл. 1***).

Проанализирована динамика показателей по каждому из компонентов в целом по ХМАО – Югре, а также в отдельности по 9 административным районам округа, по водосборным бассейнам и среди нефтяных компаний. Отдельно проведено сравнение концентраций компонентов по фоновым и контрольным точкам, а также под факелами. Кроме того, данные исследований поверхностных вод анализировались в различные гидрологические фазы.

Помимо этого, ежегодно в период летне-осенней межени на 30 пунктах гидрохимического мониторинга проводился параллельный отбор и последующий анализ проб поверхностных вод. При параллельном отборе образец воды отбирается в присутствии недропользователей, наших сотрудников, а также представителей химлабораторий и Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений ХМАО – Югры (***рис. 3***). Затем проба делится на две части, которые направляются в разные лаборатории, где одновременно происходит анализ проб по допущенным для экологического мониторинга методикам. Результаты сравниваются. Помимо оценки сопоставимости результатов, это позволяет контролировать технику отбора и транспортировки проб, а также оборудование пунктов мониторинга и их фактическую доступность.

Столь тщательный анализ позволяет делать выводы о том, что качество природных сред в ХМАО – Югре формируется в большей степени под воздействием природных и климатических факторов. Антропогенное влияние проявляется в меньшей степени и выражено в основном повышенными концентрациями металлов, солей и нефтепродуктов на контрольных пунктах в сравнении с фоновыми. Следует отметить, что

Рис. 2.
Пункты локального экологического мониторинга на участках недропользования



Год	Атмосферный воздух	Снежный покров	Поверхностные воды	Донные отложения	Почвы	Всего
2009	9652	11 684	98 060	17 275	21 008	157 679
2010	8984	10 522	101 046	21 526	26 293	168 371
2011	10 806	10 854	88 652	21 802	26 021	158 135
2012	10 339	11 595	102 924	26 132	26 799	177 789
2013	9174	9682	95 331	21 272	24 365	159 824
2014	11 753	10 920	98 202	25 011	26 427	172 313
2016	11 375	10 920	121 036	24 010	24 598	191 939
2017	11 123	10 855	97 609	23 733	24 850	168 170
за период	83 206	87 032	802 860	180 761	200 361	1 354 220

Таблица 1.
Число измерений качества природных сред, проанализированных в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана

средние концентрации большинства компонентов имеют тенденцию к снижению, что обусловлено уменьшением количества экстремально высоких значений. В то же время улучшается точность химического анализа, снижается порог обнаружения веществ. Это особенно важно, поскольку многие компоненты присутствуют в образцах природных сред в очень малых количествах или же их нет совсем.

По последним данным 2017 г. воздух в ХМАО – Югре чистый. Среднее содержание определяемых веществ в большинстве случаев составили десятые и сотые доли предельно допустимых концентраций (ПДК). Среди 11 123 измерений отмечены единичные случаи превышения ПДК: три случая по взвешенным веществам – до 2,2 ПДК, один случай по диоксиду азоту – 5 ПДК, два случая по оксид углероду – до 1,8 ПДК. Анализ проб снеговых выпадений показал, что в значительной части проб такие загрязняющие вещества как хлориды, ионы аммония, нитраты, железо и никель содержатся в количествах, ниже обнаружения методов определения. Сравнение разных категорий пунктов мониторинга выявило, что в контрольных пунктах средние концентрации ионов аммония, хлоридов,

Рис. 3.
Параллельный отбор проб совместно с представителями лабораторий

углеводородов, фенолов никеля, железа и свинца выше до 1,6 раз. В подфакельных пунктах выше концентрация нитратов и марганца.

Результаты анализа проб поверхностных вод показывают, что воды автономного округа в большинстве своём нейтральные (45% образцов) или слабо-кислые (44% образцов), с низким содержанием солей (хлориды, сульфаты, фосфаты), характеризуются чрезвычайно высоким содержанием железа, марганца, меди. Другие металлы – никель, ртуть, хром, свинец – наоборот, в большинстве проб ниже предела обнаружения методов определения. Как и в прежние годы, в 2017 г. отмечается несоответствие экологическим нормативам большого количества проб по таким показателям как pH (51% проб), концентрация иона аммония (44,2%), железа (96,6%), марганца (88,5%), цинка (45%), меди (66,4% проб). Доля проб с превышением ПДК АПАВ, никеля, свинца, хрома, фосфатов, углеводородов не превышает 5%. Отсутствуют превышения ПДК сульфатов и нитратов.

Во многом такие результаты обусловлены геохимическими особенностями водосборных площадей, что проиллюстрировано сравнением качества вод в различных водосборных бассейнах ХМАО – Югры. Так, например, результаты мониторинга показывают, что более кислые воды характерны для правых притоков р. Обь – водных объектов бассейнов рек Аган, Вах, Лямин, Пим, Тромъеган. Нейтральные воды характерны для левых притоков, принадлежащих бассейнам рек Большой Балык, Большой Салым, Большой Юган, Иртыш, Конда, Северная Сосьва. Подобным образом распределились и концентрации металлов. Солями наиболее обеспечены водные объекты на северо-западе автономного округа, в предгорьях Приполярного и Северного Урала. Превышения ПДК нефтепродуктов в поверхностных водах обнаружено в 373 образцах из 8599 исследованных. Часто это территории, на которых имеют место аварии и инциденты на трубопроводах, сопровождающиеся попаданием загрязняющих веществ в окружающую среду. Это подтверждают исследования донных отложений, которые являются индикаторами долговременного негативного воздействия. В 2017 г. в контрольных пунктах мониторинга наблюдается повышенная концентрация углеводородов, хлоридов и сульфатов по сравнению с фоновыми пунктами наблюдений, что демонстрирует влияние нефтедобычи на донные отложения.

Экологическое состояние почвенного покрова округа имеет тенденцию к улучшению. Наблюдается снижение среднерегиональных концентраций углеводородов, хлоридов, бенз(а)пирена, нитратов, доли проб, оказывающих токсическое воздействие на биоту. Наблюдается увеличение органического вещества, что указывает на меньшее нарушение поверхностных горизонтов почв. В контрольных и подфакельных пунктах наблюдений регистрируется увеличение концентраций приоритетных загрязняющих веществ (углеводородов и хлоридов). Влияние нефтедобычи проявляется также в увеличении в контрольных пунктах наблюдений средних концентраций бенз(а)пирена, сульфатов, фосфатов и нитратов по сравнению со средними фоновыми концентрациями.

Анализируя результаты экологического мониторинга на лицензионных участках недропользования, можно сказать, что многолетние систематические исследования качества природных сред уже привели к положительным результатам. Во-первых, в автономном округе накоплен значительный массив данных химанализа, который позволяет выявлять закономерности и тенденции распространения веществ. Это позволяет прогнозировать возможные последствия в случае изменения как природных условий, так и промышленных факторов. Во-вторых, нельзя не отметить повышение экологической сознательности и ответственности недропользователей в процессе многолетнего выполнения проектов мониторинга. В-третьих, в автономном округе развиваются химико-аналитические лаборатории, предоставляющие специализированные услуги нефтяным компания. Совершенствуются методики и оборудование, улучшается качество химанализа.

Многолетние исследования дают основания считать, что результаты экологического мониторинга объективно показывают влияние техногенных объектов на окружающую среду.

Положительной опыт ХМАО – Югры по ведению экологического мониторинга в границах лицензионных участков недр позволяет рекомендовать разработку подобных систем наблюдений за состоянием окружающей среды и в других регионах Российской Федерации.

Космическое дешифрирование

Невозможно представить эффективное управление природными ресурсами, своевременное выявление и предотвращение вреда окружающей среде без применения актуальных методов мониторинга. Одним из самых наглядных и информативных способов является космическое дешифрирование, которое успешно развивается в НАЦ РН с 2000 г.

Сформированная база данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) охватывает всю территорию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Материалы архивной

Данные ДЗЗ сверхвысокого разрешения (< 1 м)	Данные ДЗЗ высокого разрешения (1–5 м)	Данные ДЗЗ среднего разрешения (5–30 м)
QuickBird Ikonos GeoEye–1	Alos Prism RapidEye Ресурс П Канопус В	Alos Avnir 2 Spot-4 Landsat-7 Landsat-8 Канопус В

Таблица 2.
Применяемые космические снимки для дешифрирования (согласно классификации современных данных ДЗЗ)

космической съёмки сложно подсчитать, подконтрольно многолетнее освоение всех лицензионных участков распределённого фонда недр. Происходит периодическое поступление новой информации, что позволяет отслеживать текущее состояние и динамику инфраструктурного комплекса, выделять пространственно-временные изменения дешифрированных объектов и выполнять их оперативное картографирование.

Каталог космоснимков состоит из изображений различных пространственных разрешений с отечественных и иностранных спутников многогодичных и разносезонных периодов съёмки, также на основе имеющихся растров сформированы мультиспектральные и панхроматические мозаичные покрытия разрешением 5 м и 2,5 м (***табл. 2***).

Преимуществами съёмки среднего разрешения являются большая сцена кадра, что даёт возможность изучения региональных и зональных закономерностей; генерализация изображения; комплексное отображение всех компонентов геосферы. К результатам дешифрирования можно отнести создание баз данных болотных ландшафтов Западно-Сибирской низменности, поймы рек Обь – Иртышского бассейна, техногенной нагрузки в пределах особо охраняемых природных территорий Югры.

Использование съёмки высокого разрешения позволяет вести космический мониторинг земель, нарушенных вследствие антропогенного воздействия нефтегазового комплекса региона. К таким категориям земель относятся нефтезагрязнённые и рекультивированные участки, территории нефтедобывающих площадок, нарушенные земли в местах добычи общераспространённых полезных ископаемых (ОПИ), нарушенные земли в местах сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), участки лесовосстановления и рубки в границах территориальных лесничеств и за их пределами, территории непроизводственной и промышленной инфраструктуры (***рис. 4***).

Рис. 4.
Дешифрированные нарушенные земли на территории Салымского (Лемпинская площадь) и Северо-Салымского лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть» (фрагмент КС RapidEye, 2014)

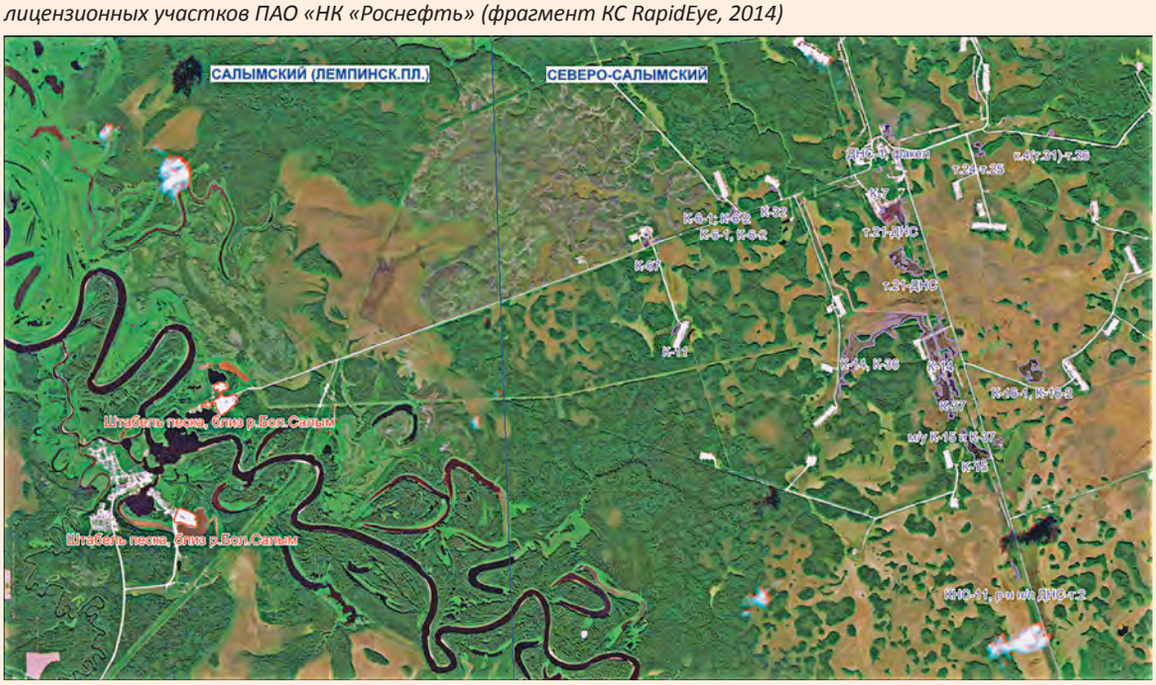


Рис. 5.
Дешифрирование местоположения факельных установок на Приобском лицензионном участке ПАО «НК «Роснефть» (фрагмент КС RapidEye, 2013)

Учитывая требования законодательства об обязательной утилизации 95% попутного нефтяного газа в Югре, отдельным предметом наблюдения являются факельные системы – уточнение их местоположения и поиск новых установок (***рис. 5***). Решается приоритетная задача фиксации режима работы – периодическое либо постоянное горение или отсутствие пламени на факельных горелках.

Рис. 6.
Использование Интернет-ресурсов (https://www.google.ru/maps)

В качестве вспомогательной информации для сопоставления и верификации данных ДЗЗ активно применяются растровые изображения сверхвысокого разрешения с web-ресурсов Геопортал ЮГРА http://maps.crru.ru/, Bing Карты http://www.bing.com/maps/, Яндекс Карты https://maps.yandex.ru/, Google Карты https://www.google.ru/maps (***рис. 6***).

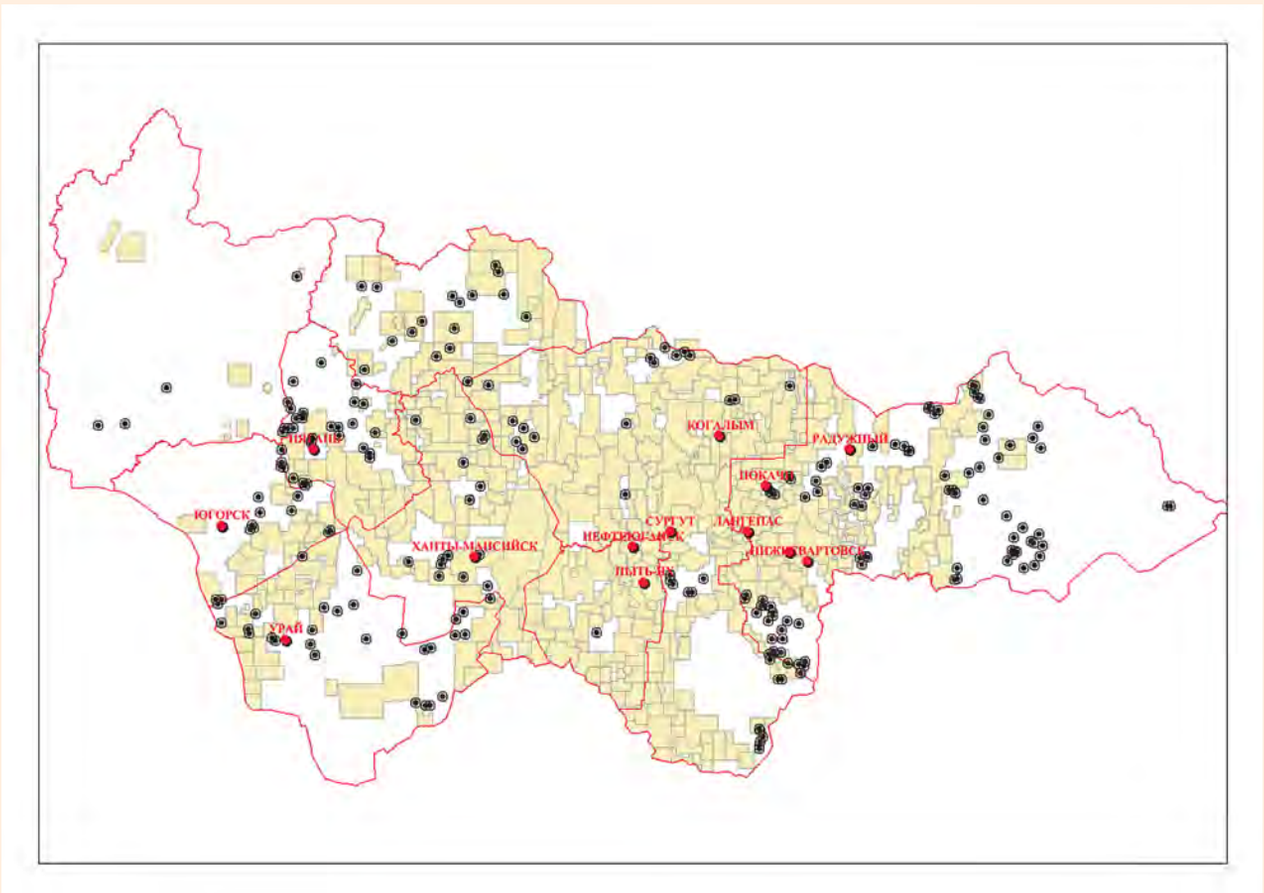
Обработка данных ДЗЗ осуществляется с помощью различных программных продуктов. Применение автоматических технологий, апробирование методик дешифрирования проводится в программных комплексах *Envi, ER Mapper Professional, TNT mips, Erdas Imagin*. Хранение, анализ и визуализация данных по негативному воздействию на окружающую среду, картографирование объектов, формирование тематических карт осуществляется в программном комплексе *MapInfo Professional*.

Анализ состояния нефтегазового комплекса проводится на протяжении 2010–2017 гг. Каждый дешифрированный полигон рассматривается на предмет соответствия отчётным данным нефтяных компаний по аварийности и нефтяным загрязнениям, по рекультивации нарушенных земель, о выданных уведомлениях/лицензиях на добычу общераспространённых полезных ископаемых; о зарегистрированных факельных установках.

Значительные площадные и количественные показатели мониторинга нарушенных земель из года в год дешифрируются в Нижневартовском, Нефтеюганском и Сургутском районах автономного округа. Это обусловлено наличием на их территории основных нефтедобывающих участков недр ПАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК «ЛУКОЙЛ». Выделены крупные зоны техногенного воздействия в пределах Самотлорско-Вахской (Нижневартовский район); Мамонтовско-Балыкско-Петелинской (Нефтеюганский район) и Лянторско-Фёдоровской (Сургутский район) группы участков.

На 1 декабря 2017 г. по данным ДЗЗ насчитывается 7102 участка, загрязнённых нефтью и нефтепродуктами, общей площадью 7333,5 га; 791 факельная установка, из них на 407 отмечается постоянное или периодическое горение и на 373 горение не зафиксировано, также выявлено 11 новых факельных установок в режиме горения; 581 полигон нарушенных земель в местах сжигания ПНГ общей площадью 692,3 га.

Рис. 7.
Фонд законсервированных и ликвидированных скважин, пробуренных в рамках реализации Программы геологического изучения недр округа за счёт средств автономного округа



Комплексное использование многофункциональных космических данных является неотъемлемой частью формирования аналитической системы, информационного ресурса Геопортал ЮГРА и различных баз данных научно-аналитического центра.

Обследование ликвидированных и законсервированных скважин

Нередко темой наших докладов на конференциях становится влияние нефтедобычи на окружающую природную среду округа: уровни загрязнения компонентов природной среды, участки повышенной экологической опасности, связь загрязнения природных сред с повышенной аварийностью трубопроводного транспорта, сроком эксплуатации месторождений, а также выполнением природоохранных и природовосстановительных мероприятий на лицензионных участках недр.

Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры организовывает ежегодное обследование ликвидированных и законсервированных скважин, пробуренных в рамках реализации программы геологического изучения недр округа за счёт средств автономного округа

Рис. 8.
Незначительное нефтепроявление на законсервированной скважине № 844 Северо-Гальданской площади Сургутского района ХМАО – Югры

на нераспределённом фонде недр (***рис. 7***). В случае выявления нарушений, проводятся ремонтные или ликвидационные работы на скважинах.

Обследованию подлежат 33 законсервированные скважины (сохраненные), которые в дальнейшем могут быть использованы при раз-

Рис. 9.
Законсервированная скважина № 7 Союзной площади Белоярского района ХМАО – Югры без фонтанной арматуры и с недемонтированной буровой установкой

работке месторождений или в иных хозяйственных целях; 195 скважин – ликвидированные.

Очевидно, что год за годом нарушается герметичность скважин, могут происходить утечки нефти и минерализованных пластовых вод, загрязняя окружающую природную среду, в том числе пресные грунтовые воды.

Известны случаи, когда при значительном внутрискважинном давлении газо-, нефтепроявления могут перейти в открытый фонтан, возникнуть пожары, ситуация усугубляется, если на территории находятся брошенные лесоматериалы, резервуары с горюче-смазочными материалами.

Последние два года обследование таких скважин проводится специалистами Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (на фото на стр. 132: директор АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» А.В. Шпильман на законсервированной скв. № 170 Яганокуртской площади Октябрьского района ХМАО – Югры).

Первоначально и достоверно местоположение каждой скважины было уточнено по космическим снимкам, спланированы маршруты по доставке полевой группы. Задействован вертолётный, автомобильный, снегоходный транспорт.

По результатам полевых работ выявлены незначительные нефтепроявления на нескольких устьях скважин (***рис. 8***), ряд неисправностей в запорной арматуре, реперах и тумбах, отмечены случаи захламленности прилегающей территории лесоматериалами и металлоконструкциями (***рис. 9***).

По результатам обследования можно сделать вывод, что влияние на окружающую природную среду ХМАО – Югры законсервированных и ликвидированных скважин минимальное. Видимых загрязнений окружающей природной среды не отмечено, на площадках скважин активно идут сукцессионные процессы. Зачастую отмечены многочисленные следы животных и птиц, которых привлекает наличие хорошей кормовой базы.

Правительству округа подготовлены рекомендации по устранению выявленных нарушений.

UDC 504.06;574

S.A. Aleshin, PhD, Head of the Department of Industrial Infrastructure and Ecology. Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of Subsoi"[1]
Yu.V. Kazantsev, Head of the Environmental Management Laboratory of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], kazantsev@crru.ru
V.A. Purtov, Head of the Laboratory for the Analysis of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], ecolog@crru.ru
D.A. Selivanova, PhD, Senior Researcher of the Environmental Management Laboratory of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1], Das@crru.ru
L.N. Kazantseva, Senior Researcher of the Environmental Management Laboratory of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]
N.S. Remen, Senior Researcher of the Laboratory For the Analysis of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]
E.M. Guzemina, Researcher of the Laboratory For the Analysis of Environmental Information of the Industrial Infrastructure and Environment Department, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"[1]

[1]PO box 286, 75 Malygin street, Tyumen, 625026, Russia

V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of Subsoil: Assessing the Current State of Ecosystems and Monitoring of Environmental Consequences of Oil Production

Abstract. The staff of the Industrial Infrastructure and Environmental Department of V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of Subsoil, using innovative technology, collects and analyzes information on the environment and industrial infrastructure, prepares recommendations for management solutions in environmental protection and environment safety for the Okrug administration

Keywords: the state of the environment; ecological monitoring; space interpretation; survey of abandoned and mothballed wells.

Дело всей жизни – учить студентов (к юбилею Г.П. Мясниковой)

31 августа отмечает свое 80-летие доктор геолого-минералогических наук, профессор Галина Петровна Мясникова.

Дело всей ее жизни – учить студентов. Не только стоя у доски, но и в полевых маршрутах с рюкзаком на спине и молотком в руках. Только там человек проявляет свой истинный характер, только там понимаешь, настоящий ты геолог или нет, только побывав в экспедиции, можно совершить настоящее открытие!

Галина Петровна родилась в Ивановской области, в городе Юрьевце. Мать – учительница, отец – геолог. Геологи – муж и сыновья. И все руководители, кроме Галины Петровны. Она их муза, наставник, соратник и боевая подруга. Галина Петровна всегда поддерживала мужа, Владимира Ильича Шпильмана, основателя Центра рационального недропользования, – с первых дней совместной жизни и до его последнего вдоха.

В первые годы своей научно-практической деятельности занималась литологией и теорией формирования карбонатных коллекторов палеозоя Волго-Уральского бассейна на территории Оренбургской области, участвовала в составлении «Атласа по карбонатным трещинным коллекторам Оренбургской области».

В 1973 г. защитила кандидатскую диссертацию, в 1991 г. – докторскую по теме «Закономерности формирования осадочных бассейнов и распределения в них горючих полезных ископаемых».

С 1979 г. – доцент Тюменского индустриального института (ТИИ), с 1991 г. – профессор Тюменского государственного нефтегазового университета (ТюмГНГУ).

Преподавательскую работу успешно совмещает с научно-исследовательской. Под ее на-

С первых дней - до последнего вздоха...

В.И. Шпильман, 1994 г.

учным руководством защитили кандидатские диссертации по различным направлениям нефтяной геологии 14 аспирантов.

Е.В. Олейник: «Галина Петровна со студенчества мой педагог и учитель. Она не просто вела положенные по расписанию часы, проговаривая давно заготовленные слова, а учила, передавала опыт. Все свободное время проводила в библиотеке, изучая последние номера геологических изданий, в ее лекциях всегда была актуальная информация, и это в девяностые, когда Интернета не было. Предмет преподавала увлеченно, во взаимосвязи с другими направлениями и дисциплинами, мы легко запоминали новое и вспоминали пройденное.

«Наставнические» отношения сохранились на долгие годы. По любому вопросу можно обратиться к Галине Петровне, и она даст совет – в каком направлении вести исследование, перечислит фамилии специалистов в этой области, и подскажет, в каких журналах есть статьи по интересующей теме».

«Наша совместная работа с Галиной Петровной началась с 2011 г. Трудились небольшим коллективом 3–4 человека, подкупила ее способность вовлекать в процесс сотворчества нас, своих учеников. Галина Петровна создает творческую атмосферу, где каждый может вносить новые идеи, предлагать решение возникающих проблем. Мы благодарны Галине Петровне – Учителю с большой буквы, за мудрость, с которой нам были открыты двери в НАУКУ», – пишут сотрудники лаборатории геологии доюрских отложений.

На протяжении всего периода деятельности Г.П. Мясникова участвовала в переоценках ресурсов нефти и газа Западной Сибири и построении региональных карт, отражающих перспективные направления поисков нефти и газа. Установила единый волновой механизм в эволюции органического мира и седиментации, связь между седиментацией и распределением горючих ископаемых; выявила единый спектр геологических процессов с периодичностью 540, 200–220, 60–70, 27–35, 19–21 и 9–11 млн лет, интерференция которых обусловливает своеобразное развитие седиментационных бассейнов; составила новый вариант геохронологической шкалы, рассчитанной на основе выявленной периодичности в изменении биоты.

В кернохранилище, слева направо: В.А. Волков, О.В. Латыпова, Г.П. Мясникова, Е.М. Горбылева, С.В. Шабакова, С.Ф. Кулагина, С.С. Шарифуллин

Мясниковой дана новая оценка угленосности, суммарного органического вещества и генерируемых им нефти и газа в осадочном чехле Западной Сибири. Построена серия карт по угленосности и суммарному ОВ для каждого нефтегазоносного комплекса в разрезе Западной Сибири. Участвовала в создании новой Тектонической карты и карты нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (1998 и 2001).

«Я терпеть не могу раскрашивать карты ватой. Мои родители проводили целые вечера за этим занятием: брали вату, строгали карандаш и раскрашивали карты. Ведь им нужны были цветные карты, как и всем геологам. В детстве я считал это их основной работой, – вспоминает Александр Владимирович Шпильман в одном из своих интервью, – именно поэтому пошел учиться на геофизику».

И действительно, большая часть жизни этой семьи геологов прошла с цветными карандашами в руках. В 1994 г. специалисты Центра удивили 9–13 покрытиями на картах представителей департамента по недропользованию США, привыкших видеть 2–3 покрытия.

Н.В. Кольмаберг: «Как не придешь к ним, Галина Петровна все на полу какие-то карты рисует, может подолгу не есть, работать допоздна, готовить некогда. Жили рядом, окна в окна, дружили семьями. У них часто горел свет по ночам, часов до 3–4 – Владимир Ильич думал. Галина Петровна им восхищалась; не знаю семьи, где были бы такие теплые отношения, ни разу не слышала, чтобы кто-то голос повышал».

Г.П. Мясникова – автор двух атласов: Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа (Ханты-Мансийск, 2004 г.) и Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Ханты-Мансийск, 2007 г.).

В 1993 г. по приглашению Пекинского нефтяного университета (Китай) читала курс лекций по нефтегазоносным провинциям России и мира, и волновым процессам в развитии осадочных нефтегазоносных бассейнов.

Автор более 210 опубликованных работ, в том числе 14 монографий. Награждена медалью «Ветеран труда» (1992), Почетной грамотой ЦК комсомола Казахстана «За освоение целины» (1959), Почетной грамотой Государственного комитета РФ по Высшему образованию «За большой вклад в дело подготовки специалистов для отрасли» (1995). Награждена дипломами и медалями «Почетный нефтяник» (2000) и «Заслуженный геолог» (2007).

У Галины Петровны особое чутье на талантливых людей. Сколько увлеченных, с горящими глазами студентов она привела в Центр – кто-то уже защитил кандидатские, у многих успешная карьера. Всем помогает, кто бы ни обратился – и словом, и делом. Очень хлебосольная, всех накормит и обогреет. У нее дар собирать вокруг себя хороших людей. Больше 40 лет прожила в Сибири и почти каждый год ездила по разведкам, изучала керн, возила студентов на практику. Приезжая в Ханты-Мансийск, она обязательно идет «в храм» – кернохранилище, к своим друзьям. Галина Петровна не просто работает в геологии, она ею живет.

О.В. Латыпова: «Общение с Галиной Петровной началось со студенческих времен, она была куратором нашей группы ГН-85-1, и по сей день мы получаем от нее поддержку и ценные советы. Хочется выразить слова благодарности Галине Петровне за очень нужные теоретические знания и практический опыт, которые она передала нам, своим студентам, за яркие и незабываемые впечатления от выездной практики! После окончания института Галина Петровна продолжает отслеживать и радоваться успехам своих учеников. Восхищаюсь Вашей мудростью, неутомимой энергией и любовью к выбранному делу».

Е.Е. Оксенойд: «Отличительной чертой ученого является свежесть восприятия, удивление перед окружающим миром. Галине Петровне эта особенность присуща в полной мере. Объект изучения она видит всегда как будто в первый раз, он ей интересен, всегда в нем она подмечает что-то новое для себя. Она задает вопросы и готова воспринять любую информацию от окружающих, независимо от их статуса. Галина Петровна выслушает мнение академика и студента, причем студента даже более благожелательно, может быть, потому, что мнение академика она уже знает.

Это очень теплый, душевный человек. Когда Галина Петровна куда-нибудь приезжает, например, в кернохранилище в Ханты-Мансийске, все сотрудники считают своим долгом подойти к ней и поговорить, и видно, что это общение доставляет удовольствие каждой стороне».

А.Г. Мухер: «Бывают в жизни такие необыкновенные встречи, которые затем влияют на всю жизнь. 52 года назад в первый день нашего с мужем приезда в Тюмень после окончания Казанского университета, нас, ошибшихся адресом, посреди ночи пускает переночевать к себе незнакомая тогда женщина. Одна была дома с маленькими детьми, и не побоялась. Так наша случайная встреча с Галиной Петровной Мясниковой стала судьбоносной. А дальше это и работа в Главтюменьгеологии, куда Галина Петровна посоветовала поступить, затем совместные работы в ЗапСибНИГНИ и научно-аналитическом центре. И время никто не считал, работали до 11 ночи и вместе гуляли с детьми в Гилевке. Много пройдено дорог, много добрых дел сделано, все не перечесть…

Искренне от всей души поздравляю Галину Петровну, талантливого специалиста и организатора, крупного ученого, профессора со славным юбилеем! Теплое, доброе, внимательное отношение к людям всегда отличало ее как человека. Многим она дала путевку в жизнь на большие дела. Счастья Вам, Галина Петровна, крепкого здоровья, терпения, любви семьи и коллег!»

Дорогая Галина Петровна!

Коллектив автономного учреждения «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» сердечно поздравляет Вас с 80-летним юбилеем!

Всю свою сознательную жизнь Вы посвятили науке, помогая свершиться важным открытиям. Вы видите в тонких изолиниях огромный потенциал, а Ваши теории находят подтверждение на практике. Передавая опыт увлеченным молодым геологам, Вы обеспечиваете будущее новых поколений.

Мы желаем Вам здоровья, жизненных сил, творческих успехов и новых открытий. Пусть рядом всегда будут близкие люди, интересные собеседники и верные друзья!

Уважаемая Галина Петровна!

Коллектив ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» сердечно поздравляет Вас с юбилеем!

Вот уже много лет всю свою энергию, ум и талант Вы отдаете развитию нефтегазовой отрасли. Мы знаем Вас как видного ученого, внесшего весомый вклад в развитие нефтяной геологии. Вами дана новая оценка угленосности, суммарного органического вещества и генерируемых им нефти и газа в осадочном чехле Западной Сибири, построена серия карт по угленосности и суммарному ОВ для каждого нефтегазоносного комплекса в разрезе Западной Сибири. При вашем участии построены новая Тектоническая карта и карта нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а также два атласа: Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа и Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры.

Вы успешно совмещаете преподавательскую работу с научно-исследовательской. Под Вашим руководством подготовлена плеяда высококвалифицированных специалистов.

Ваши деловые и человеческие качества, разносторонние знания и способность передавать накопленный опыт молодому поколению снискали Вам заслуженный авторитет и уважение среди коллег и друзей.

Желаем Вам крепкого здоровья, долгих лет жизни и благополучия Вашим родным и близким.

Коллектив ФБУ «ГКЗ»

УДК 553.982

П.П. Повжик
канд. техн. наук
доцент
ПО «Белоруснефть»[1]
заместитель генерального директора
по геологии
povzhik@beloil.by

Н.А. Демяненко
канд. техн. наук
доцент
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
филиал «КогалымНИПИнефть»[2]
Центр технологий разработки месторождений
главный специалист
DemyanenkoNA@tmn.lukoil.com

Д.В. Сердюков
ПО «Белоруснефть»
НГДУ «Речицанефть»[3]
начальник отдела разработки
нефтяных месторождений
d.serdyukov@beloil.by

И.В. Жук
ПО «Белоруснефть»
НГДУ «Речицанефть»[3]
руководитель группы по
сопровождению проектных
документов отдела разработки
нефтяных месторождений
i.zhuk@beloil.by

И.Ю. Мармылев
ПО «Белоруснефть»
НГДУ «Речицанефть»[3]
геолог группы по сопровождению
проектных документов отдела разработки
нефтяных месторождений
I.Marmylev@beloil.by

Системный подход к разработке трудноизвлекаемых запасов в РУП «ПО «Белоруснефть» на основе применения адресных технологий воздействия

[1]Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9.
[2]ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть». Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 41.
[3]Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть», Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть». Республика Беларусь, 247500, Гомельская обл., г. Речица, ул. Ленина, 43.

В работе представлены подходы, позволяющие в результате разделения залежей на группы (классы) по проблемам выработки запасов и факторам, снижающим потенциал добычи нефти, предложить к внедрению и апробировать адресные технологии выработки трудноизвлекаемых запасов, соответствующие требованиям решения проблем каждого класса запасов

Ключевые слова: нефтяное месторождение; трудноизвлекаемые запасы; категории запасов; адресные технологии; классификация запасов; добыча нефти; ограничивающий фактор

В настоящее время Припятский прогиб является единственным нефтегазоносным бассейном Республики Беларусь, в котором открыто 83 месторождения, включающих более 270 залежей нефти и газоконденсата. В разработке находится 61 месторождение, причем основная добыча (около 85%) приходится на зрелые месторождения (III и IV стадия разработки). Ресурсная база региона ограничена. Среди остаточных извлекаемых запасов трудноизвлекаемые (ТрИЗ) превышают 66% [1, 2]. Как показано в [1, 2], с каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается. Поэтому первоочередной задачей РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в последние годы является поиск, адаптация и адресное внедрение технологий и комплексных подходов, учитывающих геолого-физические свойства коллекторов, для вовлечения ТрИЗ в эффективную, рентабельную разработку.

В рамках системного решения указанной задачи была разработана классификация трудноизвлекаемых запасов [1, 2], которая максимально полно характеризует ТрИЗ месторождений Республики Беларусь. Новая классификация вступила в действие в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с 1 января 2018 г., в ее основе лежит ранжирование залежей по параметрам и факторам, учитывающим основные проблемы их разработки, ограничивающие уровни добычи нефти и, как следствие, освоение запасов.

Основными ограничивающими факторами являются:

– низкая проницаемость, обусловленная строением пустотного пространства;

– наличие в разрезе высокопроницаемого (трещиноватого, кавернозного) коллектора или пропластков суперколлекторов;

– высокая дифференциация проницаемости по разрезу;

– высокая обводненность добываемой продукции (более 80%) и разубоживание запасов в заводненных зонах;

– низкая подвижность нефти (сочетание низкопроницаемого коллектора и повышенной вязкости нефти);

– отложения в коллекторе катагенетического материала (солей);

– глубина залегания залежи;

– величина потенциальных извлекаемых запасов.

По подсчетам, согласно новой классификации, к ТрИЗ было отнесено 44,2% числящихся на балансе предприятия остаточных извлекаемых запасов, а сами ТрИЗ по основному ограничивающему фактору разделены на несколько групп, которые по общим критериям объединены в несколько категорий (***рис. 1***):

– аномальные нефти (3,2% извлекаемых запасов);

– неблагоприятные характеристики коллекторов (13,1% извлекаемых запасов);

– неблагоприятные условия разработки (28% извлекаемых запасов).

Для каждой из групп ТрИЗ на основании имеющихся данных о геолого-физических условиях нефтяной залежи, составе, структуре, петрофизических свойствах пород и характеристиках пластовых флюидов осуществлялся адресные подбор и адаптация технологий по воздействию на залежь.

1 группа залежей – залежи с вязкой нефтью

Доминирующим ограничивающим фактором выделения данной группы залежей является вязкость нефти в пластовых условиях, превышающая 30 мПа·с.

Вязкость нефти является непосредственным показателем скорости фильтрации нефти в пласте, она характеризует силу трения, возникающую между двумя смежными слоями внутри жидкости, и непосредственно влияет на выбор типа вытесняющего агента при расчете системы разработки.

На залежах нефти с высокой вязкостью в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ведутся опытные работы по применению полимерных композиций. Это позволяет добиться наиболее полного вытеснения и минимизировать прорывы вытесняющего агента к добывающим скважинам.

Реализация технологии полимерного заводнения начата в 2012 г. На лебедянской залежи Ново-Кореневского месторождения в нагнетательные скважины была закачана композиция полимера FP-307 в суммарном объеме 6510 м^3. Предварительно в лабораторных условиях были исследованы вязкостные характеристики выбранного для полимерного заводнения полимера при скорости сдвига 10 с$^{-1}$ с концентрациями его в растворе до 1% (***рис. 2***). Растворы готовились на закачиваемой в скв. № 22 Ново-Кореневского месторождения воде при температуре 47 ºС, имитирующей пластовую температуру. На основании исследований для опытной закачки были предложены значения концентрации в пределах от 0,2 до 0,4 %. Исходя из технологических возможностей оборудования, в пласт закачали раствор с концентрацией полимера 0,3%. Расчеты на гидродинамической модели показали, что данные работы в перспективе по-

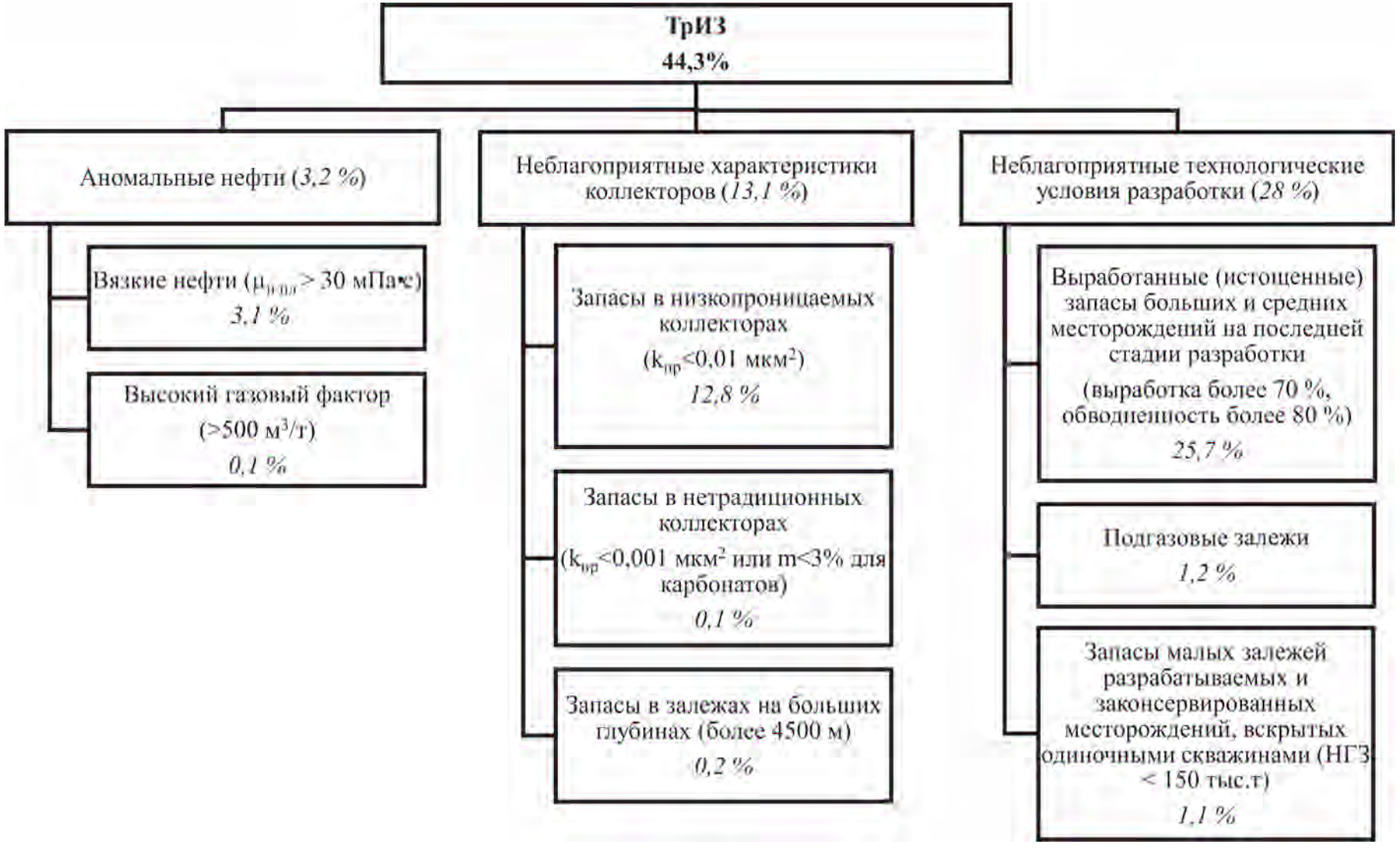


Рис. 1.
Классификация ТрИЗ в РУП «ПО «Белоруснефть»

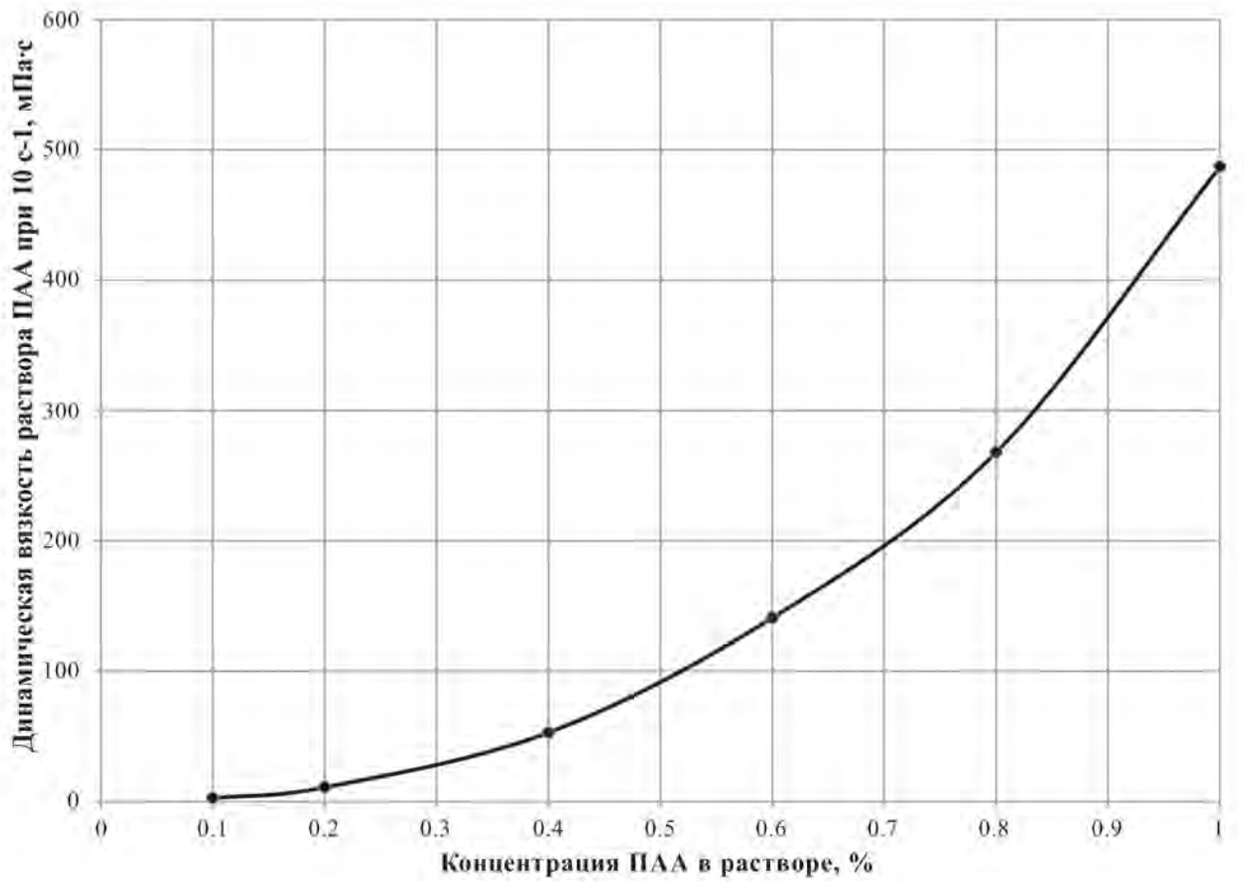


Рис. 2.
Зависимость динамической вязкости растворов ПАА FP 307 при скорости сдвига 10 $с^{-1}$ от концентрации

зволят увеличить КИН на лебедянской залежи Ново-Кореневского месторождения с 0,126 до 0,221 и дополнительно добыть 151 тыс. т извлекаемых запасов.

2 группа залежей – залежи с высоким газовым фактором

Ограничивающим фактором для данной группы является значение газового фактора больше 500 $м^3$/т.

Для разработки таких месторождений успешно применяются специальные компоновки УЭЦН, включающие в себя газосепараторы, мультифазные ступени и диспергаторы.

3 группа залежей – залежи с низкой проницаемостью коллекторов

Ограничивающим фактором для данной группы залежей является проницаемость коллектора ниже 0,01 $мкм^2$.

Комплексный анализ данных позволил выявить 2 фактора, которые влияют на низкие значения проницаемости коллекторов:

– естественное строение пустотного пространства;

– катагенетическая кольматация пустотного пространства пород-коллекторов галитом и другими минералами.

Первый фактор, обусловленный естественным строением пустотного пространства коллектора, прослеживается в породах порового и порово-кавернового типа. На залежах с данным типом коллектора отмечаются невысокие дебиты по скважинам, существенное снижение энергетики при незначительных отборах пластового флюида, отсутствие или затрудненное влияние системы ППД на добывающий фонд. По данным ГДИ, периоды восстановления давления до статического пластового по скважинам составляют от нескольких месяцев до года. Низкая продуктивность и незначительная зона дренирования на рассматриваемых залежах ограничивают уровни добычи нефти и конечный КИН. На таких залежах основной вид ГТМ, приводящий к значительному росту добычи, – это ГРП (или его разновидности). С использованием этой технологии проводится интенсификация добычи вертикальных, субгоризонтальных и горизонтальных скважин. При этом средняя кратность прироста дебитов достигает 7 ед., что является самым высоким

показателем среди всех внедряемых технологий интенсификации добычи нефти. Такие приросты добычи достигаются в основном в крайне низкодебитных скважинах (часто с базовым дебитом менее 0,5 т/сут). При этом объемы закачанного в пласт проппанта достигают 80–100 т на одну скважино-операцию, концентрация проппанта – до 1000 кг/м^3 жидкости-песконосителя. Объемы жидкости разрыва и песконосителя достигают 600 м^3 на одну операцию.

В карбонатных пластах на начальной стадии внедрения технологии выполнялись кислотные ГРП (КГРП). Анализ выполненных операций КГРП показал, что при значениях пластового давления ниже 0,6 от гидростатического эффект от КГРП резко снижается [5]. Поэтому на залежах с пониженными пластовыми давлениями перешли на ГРП с закреплением трещин проппантом. Эффект от проведенных операций продолжается по 80% скважин.

Изучение зарубежного опыта в разработке низкопроницаемых коллекторов показало, что положительных результатов по увеличению добычи нефти и нефтеотдачи на низкопроницаемых пластах можно достичь при бурении скважин сложной архитектуры с горизонтальным (субгоризонтальным), многоствольным, многозабойным окончанием и проведением ГРП/МГРП.

Результаты бурения таких скважин на предприятии, несмотря на сложные горно-геологические условия залежей нефти, в целом дали положительный результат. Полученный опыт показал, что скважины в карбонатных низкопроницаемых породах-коллекторах необходимо заканчивать горизонтальными стволами с целью увеличения эффективной мощности, а соответственно, площади фильтрации пластового флюида. Всего на текущий момент в Припятском прогибе пробурено 66 скважин сложной архитектуры, в том числе 55 субгоризонтальных и горизонтальных, 11 многоствольных. Накопленная добыча нефти из них превысила 500 тыс. т.

Бурение скважин сложной архитектуры позволило увеличить дебиты и годовые уровни добычи нефти. Так, бурение скважин сложной архитектуры (3 многоствольные скважины) на 1 блоке задонской залежи С-Домановичского месторождения позволило повысить добычу нефти с 10,5 до 22,5 тыс. т в год. При этом дебит нефти по скважинам сложной конструкции превысил дебит вертикальных скважин в 4,5–5 раз.

В течение 2018–2020 гг. планируется ввести из бурения до 33 эксплуатационных скважин, из них – 26 скважин сложной архитектуры. Доля вводимых из бурения скважин со сложной конструкцией достигнет 0,79.

Хорошие результаты, полученные на начальной стадии за счет увеличения зоны дренирования залежей стволами скважин сложной архитектуры, на ряде залежей были потеряны из-за снижения энергетики в процессе разработки. Существующая система ППД не позволяла эффективно поддерживать давление в зоне отбора для компенсации в полном объеме добычи флюида. Это связано с затрудненной гидродинамической связью между зонами отборов и нагнетания. Затрудненная гидродинамическая связь между зонами нагнетания и отборов требует создания между ними высоких градиентов давления. При традиционных способах нагнетания вытесняющей воды с БКНС, когда давление нагнетания не превышает 18 МПа, объемы закачки ограничены и не позволяют добиться необходимого перепада давления, обеспечивающего компенсацию снижающейся энергетики.

Для решения этой задачи было принято решение: на низкопроницаемых залежах реорганизовать систему ППД путем внедрения новой техники, а именно, закачки воды при помощи установок высокого давления – модульных кустовых и горизонтальных насосных станций – МКНС/ГНС, позволяющих вести закачку воды с устьевыми давлениями до 35 МПа. Таким образом, удалось добиться большего перепада давления между зонами нагнетания и отборов, и, соответственно, большей фильтрации жидкости через низкопроницаемый коллектор.

Технология с нагнетанием воды под высоким давлением внедрена на 23 нагнетательных скважинах 11 залежей. Внедрение данной технологии позволяет добывать за счет реорганизации системы ППД дополнительно более 140 тыс. т нефти в год. Благодаря внедрению МКНС, удалось создать систему ППД и остановить процесс снижения пластового давления на межсолевых залежах I и II блоков Вишанского месторождения. На елецко-задонской залежи 2 блока Вишанского месторождения организация системы ППД позволила разбурить залежь и нарастить добычу нефти с 7–13 до 16–35 тыс. т в год. На елецкой залежи 3-Сосновского месторождения внедрение высоконапорной системы ППД позволило не допустить снижение энергетики и нарастить добычу нефти в 2 раза.

Второй фактор сниженной проницаемости – катагенетическая кольматация. Основой для выявления данного фактора стало изучение кернового материала. Как правило, наряду с катагенетическим галитом, в порах, трещинах и кавернах пород-коллекторов присутствуют катагенетические ангидрит, доломит и кальцит. Катагенетическая галитизация обусловила значительное снижение пористости и проницаемости пород-

Рис. 3.
Скважина № 281 Осташковичская (глубина -2515–2523 м), известняк биогермный, каверны и трещины заполнены солью

коллекторов на многих нефтяных месторождениях Припятского прогиба [4] (***рис. 3***).

При подборе метода разработки объектов, осложненных вторичной катагенетической кольматацией, была проанализирована история разработки крупных, высокообводненных (на текущий момент) залежей, по которым отмечалось наличие галита в керне либо вынос растворенного галита с попутно добываемой водой.

После всестороннего изучения проблемы катагенетической минерализации пород-коллекторов нефтяных месторождений Припятского прогиба, коллективом специалистов института БелНИПИнефть (В.Г. Жогло, Н.А. Демяненко, Н.И. Будник, Н.М. Виницкая) была предложена и запатентована технология разработки засолоненных низкопроницаемых пород-коллекторов [7]. Суть предложенной технологии заключается в том, что добывающая скважина, вскрывшая засолоненный низкопроницаемый пласт, переводится на циклический режим работы, каждый цикл которой включает этапы закачки в пласт пресной или слабоминерализованной подкисленной воды, остановки скважины на время растворения галита, содержащегося в порах пласта, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину [7].

На основании запатентованной технологии разработки низкопроницаемых засолоненных коллекторов спроектированы и выполняются опытно-промысловые работы (ОПР) по опробованию технологии на участке скв. Березинская № 17 и № 21 (I и IV блоки Березинского месторождения). Данные скважины выбраны исходя из наименьших экономических затрат для доставки и закачки пресной воды. Вскрытая мощность пород-коллекторов и их параметры в скважинах соответствуют всем геолого-гидродинамическим и геохимическим критериям реализации технологии.

В ходе первого цикла опытных работ в скв. № 17 в течение апреля 2015 г. было закачано 800 м^3 пресной воды. Произведена остановка скважины на 2 недели для растворения катагенетического галита и распределения давления в околоскважинной зоне. С мая 2015 г. по май 2016 г. на скв. Березинская № 17 выполнялся этап добычи (***рис. 4***). Как видно из ***рис. 4***, в течение периода добычи дебит жидкости изменялся с 7 т/сут (после запуска скважины в эксплуатацию) до 2 т/сут (в конце этапа добычи). До проведения ОПР дебит жидкости составлял около 0,2 т/сут. Дополнительная добыча нефти за первый цикл ОПР по скв. №17-Березинская получена в объеме 400 т.

Перед проведением второго цикла опытных работ на скважине выполнили ГДИ. По результатам ГДИ отмечается увеличение коэффициента продуктивности в несколько раз и радиуса зоны с повышенной проницаемостью. Это достигнуто в результате закачки пресной воды, что свидетельствует о происходящем процессе растворения катагенетического галита. Закачка пресной воды в ходе второго цикла ОПР осуществлялась с июня по август 2016 г. (***рис. 4***). Всего было закачано 2000 м^3 пресной воды. После этапа перераспределения давления в зоне дренирования скважина была запущена в эксплуатацию в марте 2017 г. При этом дебит жидкости достигал 10,5 т/сут. За период эксплуатации скважины с марта по октябрь 2017 г. дополнительная добыча нефти составила 350 т.

Первый этап ОПР по скв. Березинская № 21 выполнялся с ноября по декабрь 2016 г. В скважину было закачано 1020 м^3 пресной воды. Скважина была запущена в эксплуатацию в середине марта 2017 г. с дебитом жидкости 10 т/сут. Средний дебит нефти составил 3,5 т/сут. До проведения опытных работ дебит нефти был всего 0,1 т/сут (***рис. 5***). Дополнительная добыча нефти за первые 1,5 месяца эксплуатации составила 120 т, что свидетельствует об эффективности

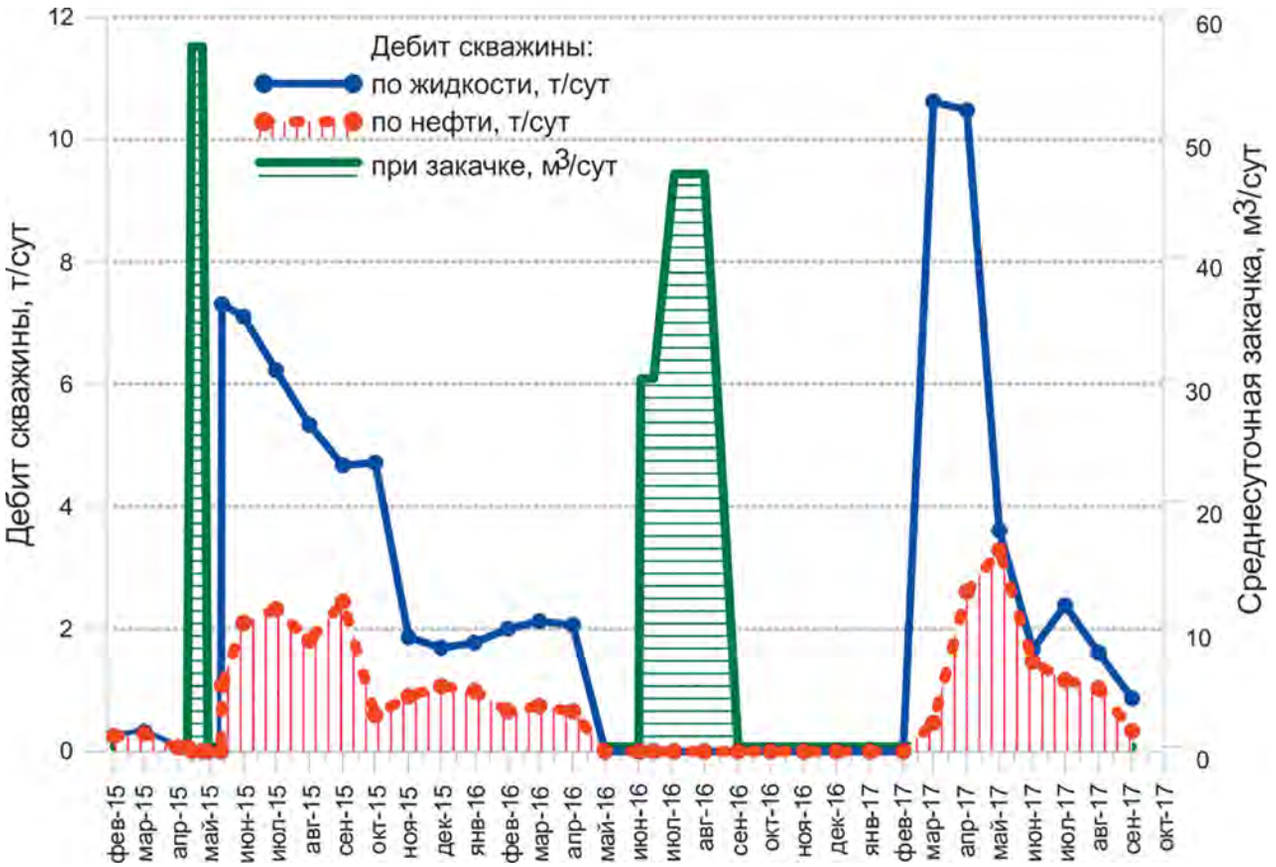


Рис. 4.
Параметры эксплуатации скв. 17 Березинская

выполняемых ОПР. В 2018 г. работы по данной технологии планируется выполнить также еще на двух скважинах – № 3 и № 7 Березинского месторождения.

Перспективными объектами для внедрения данной технологии являются скважины Северо-Березинского, Восточно-Березинского, Славанского, Судовицкого и Прохоровского месторождений.

4 группа залежей – залежи в нетрадиционных коллекторах

Ограничивающим фактором для данной группы является проницаемость менее 0,001 мкм^2 или пористость карбонатных коллекторов менее 3%.

Такие ограничивающие факторы объединяют в себе толщи пород, обладающие как низкой проницаемостью, так и пористостью, представленные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными и метаморфическими породами. Получение положительного результата в освоении нетрадиционных коллекторов возможно благодаря выполнению комплекса геолого-технологических мероприятий и комплексному подходу к решению проблем разработки.

В ходе работы с такими коллекторами решается ряд задач:

– обработка и интерпретация сейсмических данных для определения зон разуплотнения;

– отбор и изучение керна;

– выполнение на керновом материале специальных фильтрационных исследований;

– выполнение и детальный анализ ГИС;

– геолого-гидродинамическое моделирование;

– бурение скважин сложной архитектуры с МГРП;

– микросейсмомониторинг ГРП и др.

Нетрадиционные коллектора в Припятском прогибе выделены в отложениях I-III пачки петриковско-елецкой залежи Речицкого месторождения. По этой залежи, на основании анализа сейсмических исследований, ГИС и опробований транзитных скважин в процессе бурения, изучения керна, его геомеханических исследований в рамках Дорожной карты работ по теме «Оценка возможного потенциала и перспективы освоения УВ из нетрадиционных залежей в полуколлекторах в пределах Припятского прогиба» подсчитаны запасы углеводородов и определены зоны разуплотнения коллекторов. По результатам работ осуществляется освоение и дальнейшая разработка залежи. На текущий момент в выявленные зоны разуплотнения пород про-

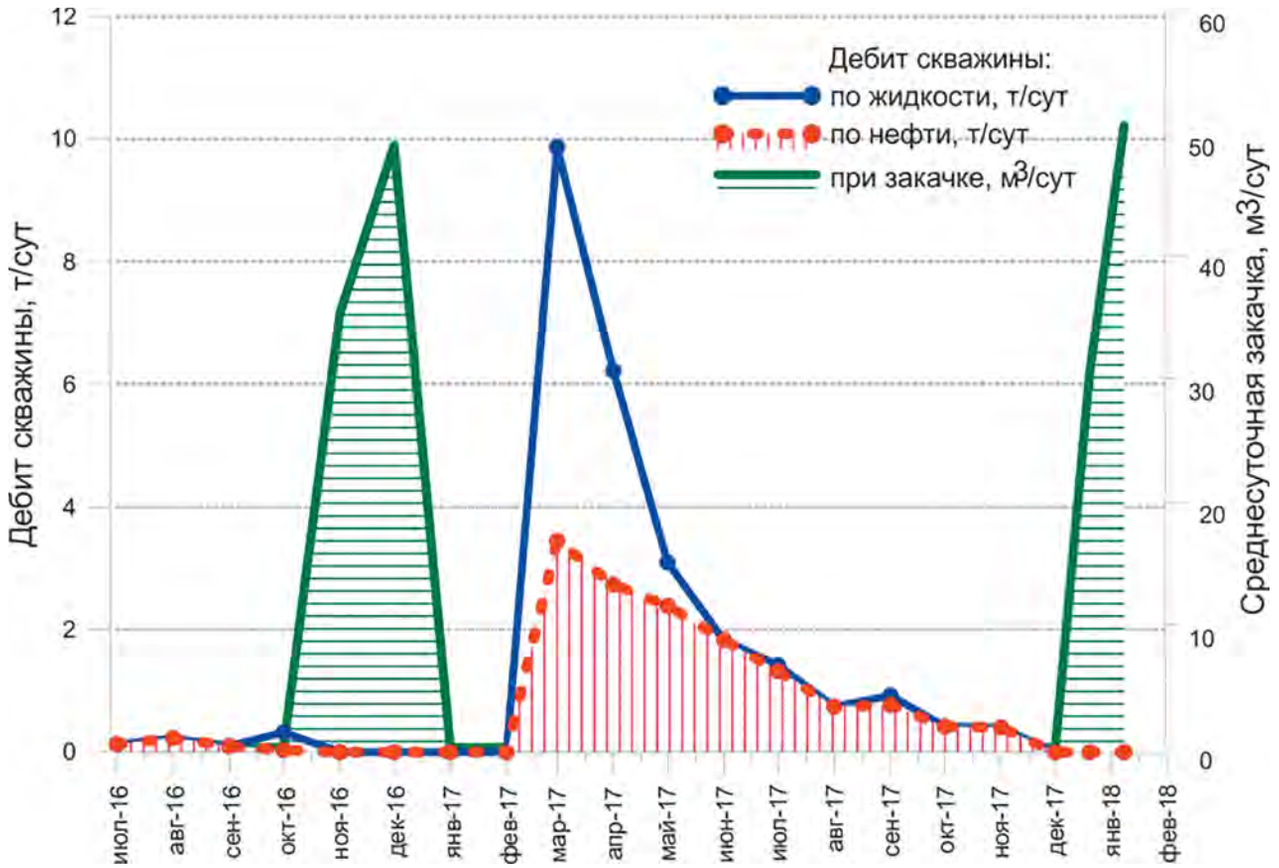


Рис. 5.
Параметры эксплуатации скв. 21 Березинская

бурена и введена в эксплуатацию скв. № 310g - Речицкая с начальным дебитом нефти 36 т/сут. Скважина имеет горизонтальное окончание с 5-зонным ГРП. В 2017–2018 гг. осуществляется бурение скв. № 147 Речицкая (пилот). По результатам запланировано бурение скв. № 411-Речицкая. На скв. № 411 в горизонтальном стволе при освоении планируется МГРП (20 стадий) по технологии *Plug&Perf*.

5 группа залежей – залежи с выработанными (истощенными) запасами больших и средних месторождений на последней стадии разработки

Ограничивающим фактором для данной группы является выработка запасов более 70%, обводненность добываемой продукции более 80%. Доля залежей, входящих в эту группу, составляет около 43% от общего числа.

При анализе залежей с высокой обводненностью в первую очередь определялась эффективность системы разработки. Анализировались материалы по ГДИ, ПГИ, каротажи, динамика работы нагнетательного и добывающего фонда скважин. Это показало, что на залежах существует значительная разница в коэффициенте проницаемости, который изменяется по площади залежи и разрезу в широких пределах, различается на 2–3 порядка. По разрезу залежей в добывающих скважинах при малых депрессиях работающая мощность коллектора составляет 20–30% от общей вскрытой эффективной мощности. В нагнетательных скважинах выявлено 2 тенденции: основная часть закачиваемой жидкость (до 80–85%) поступает в незначительную по мощности часть разреза (5–10 м); закачиваемая вода поступает в высокопроницаемые пласты коллектора. Менее проницаемые слои, отделенные от высокопроницаемых перемычкой, практически не обладают приемистостью. Все это приводит к опережающему обводнению добывающего фонда скважин за счет фильтрации воды по высокопроницаемым зонам.

На таких залежах успешное применение нашла система разработки в режиме периодического отбора-закачки. Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения, возобновления закачки воды и отборов жидкости [3, 9], за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышения и понижения дав-

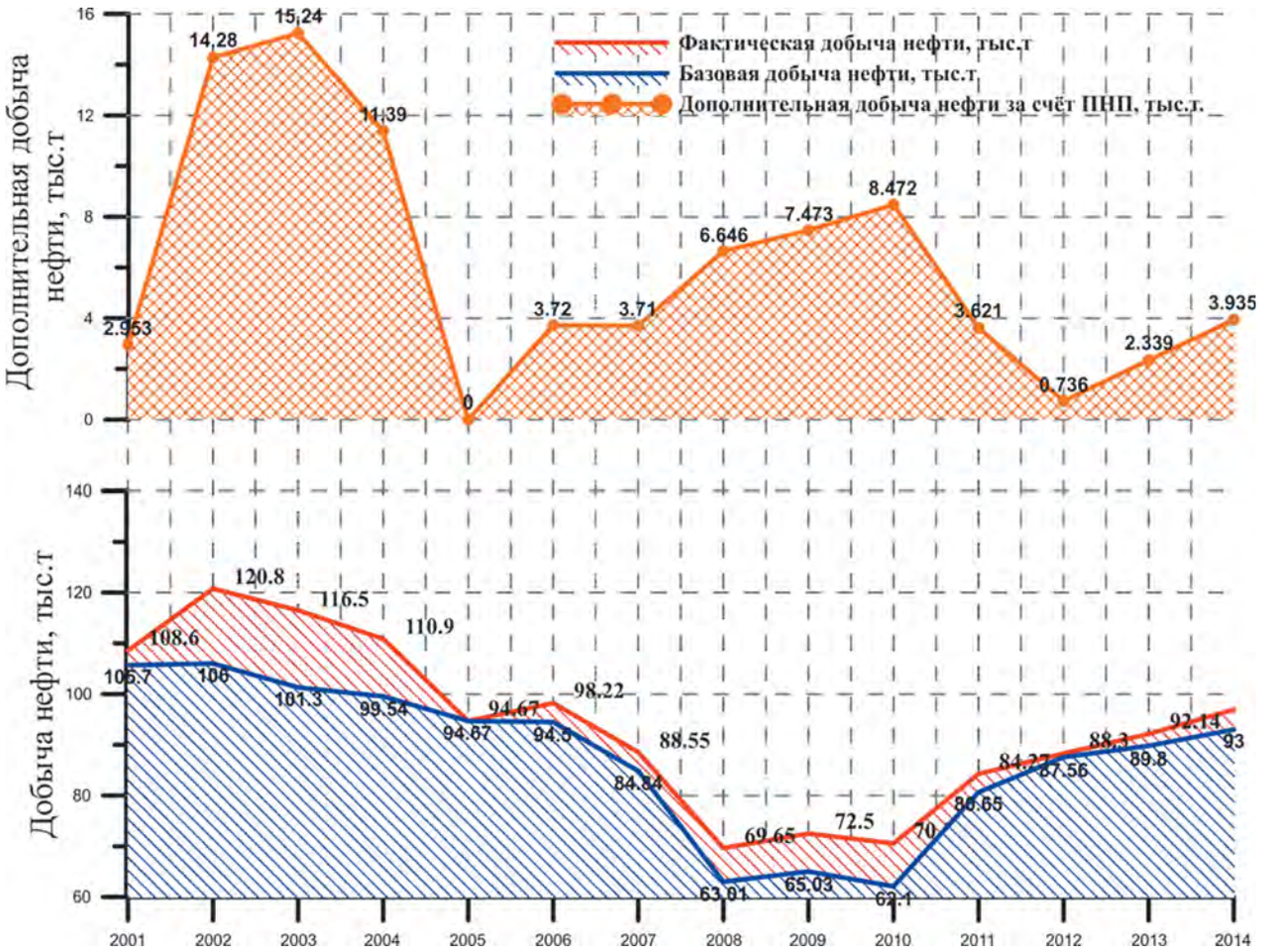


Рис. 6.
Эффективность внедрения ПНП на семилукской залежи Речицкого месторождения

ления, что способствует довытеснению нефти из низкопроницаемых блоков матрицы в систему более проводящих каналов. Кроме того, при такой системе разработки ограничиваются перепады давления между зонами нагнетания и отборов, что снижает интенсивность движения закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам и снижает интенсивность роста обводненности добываемой продукции. В настоящее время система реализуется на 14 объектах (на залежах и участках залежей). Эффект от проводимых мероприятий достигает 29–31 тыс. т в год, а накопленный эффект уже составляет более 150 тыс. т. При этом практикуется проведение циклического воздействие с применением физико-химических МУН (работы проведены на участках 3 залежей, а накопленный эффект составляет более 5 тыс. т).

Одним из направлений адресного воздействия на залежи является применение технологий ПНП с закачкой полимерных составов (применяются составы TR-1516 и ацетат хрома, FR-307 и ацетат хрома, *Alcoflood*-955, AN-125 и др.). Дополнительная добыча нефти по семилукской залежи Речицкого месторождения за счет внедрения химических технологий ПНП в период с 2001 по 2014 гг. составила более 84 тыс. т (***рис. 6***). Суммарный накопленный эффект на всех объектах, на которых с 2001 по 2018 гг. реализованы данные технологии, составляет более 300 тыс. т.

При планировании внедрения данных технологий отрабатывается научный подход. К примеру, на подсолевой залежи Вишанского месторождения проводится НИОКР по изучению геологического строения и кернового материала залежи, выполняются модельные фильтрационные исследования на керне по определению коэффициента вытеснения для различных полимерных составов. Полученные результаты исследований являются основой для создания геологической и гидродинамической модели, на которой оцениваются вытесняющие способности различных композиций, объемы их закачки и ожидаемая технологическая эффективность внедрения.

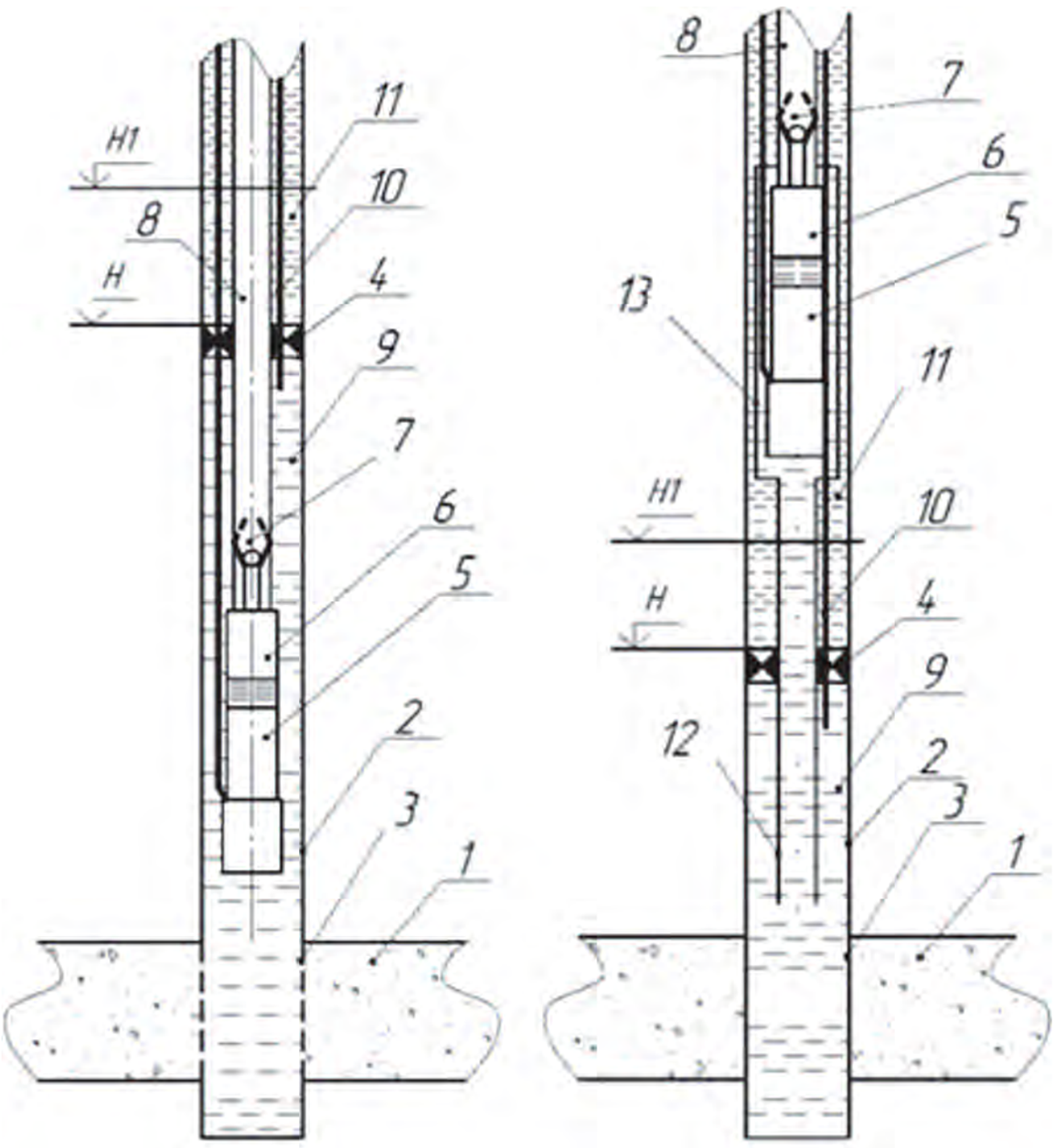


Рис. 7.
Компоновка для отработки месторождений, вскрытых одиночной скважиной: 1 – призабойная зона, 2 – обсадная колонна, 3 – зона перфорации, 4 – пакер, 5 – погружной насос, 6 – газосепаратор, 7 – обратный клапан, 8 – колонна НКТ, 9 – подпакерное пространство, 10 – ВНТ, 11 – надпакерной пространство, 12 – патрубок для связи насоса с подпакерным пространством, 13 – зона расположения погружного насоса над пакером

6 группа залежей – залежи разабатываемых или законсервированных месторождений с небольшими запасами, вскрытые одиночными скважинами

Ограничивающим фактором для данной группы является начальные геологические запасы (НГЗ) менее 150 тыс. т.

В ходе работы над новой классификацией трудноизвлекаемых запасов Припятского прогиба залежи с ограниченными ресурсами, вскрытые одиночными скважинами, были выделены в отдельную группу залежей с низким извлекаемыми запасами и проектным КИН (менее 0,2 дол. ед.). Ограниченные запасы и низкий проектный КИН не способствуют экономической

эффективности разработки данных объектов с разбуриванием их дополнительным фондом скважин и организацией системы ППД. Для увеличения рентабельности, КИН и объемов добычи из залежей, относящихся к этой группе, разработаны и разрабатывается ряд технологий эксплуатации их одиночными скважинами.

Так, к ОПР на Ново-Дроздовском месторождении планируется технология, которая включает в себя ряд этапов [8]:

– эксплуатация до предельного возможного снижения пластового давления на естественном режиме;

– бурение боковых стволов в зоны максимальных запасов;

– одновременная закачка воды для восстановления энергетики залежи и добыча нефти с многовариантной реализацией процесса в зависимости от геологического строения залежи и местоположения одиночной скважины на ней.

По результатам проведенного геолого-гидродинамического моделирования при внедрении данной технологии ожидается прирост КИН с 0,105 до 0,294 и, соответственно, прирост добычи нефти на 14,5 тыс. т.

Для залежей, на которых бурение боковых стволов нерентабельно, а выработка запасов планируется на естественном режиме при снижении пластовых давлений до предельных, предложен другой способ эксплуатации [6]. Он предполагает максимальное использование для выработки запасов упругих сил пласта. Это достигается за счет следующего. При добыче нефти на начальной стадии на естественном режиме определяют предельно допустимый динамический уровень, при превышении которого возникают риски смятия эксплуатационной колонны. После чего спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб компоновку, включающую пакер, расположенные выше или ниже пакера погружной насос с газосепаратором. Устанавливают пакер над интервалом перфорации ниже глубины предельно допустимого снижения динамического уровня, при котором есть риски смятия колонны, на максимально возможной глубине, позволяющей снижать забойное давление до предельного значения, обеспечивающего максимальные объемы добычи и коэффициент извлечения нефти. Затрубное пространство скважины над пакером заполняют жидкостью с плотностью, давление столба которой уравновешивает горное давление на глубине установки пакера, и начинают добычу нефти. Выделившийся свободный газ в подпакерной области отводится по скважинному трубопроводу – высоконапорным трубкам (ВНТ) в линию нефтесбора. Схема компоновки оборудования при реализации данной технологии приведена на ***рис. 7***.

Рассмотренная компоновка планируется к внедрению на скв. 1 Хуторской. В процессе эксплуатации скважины предполагается снижение пластового давления до 3,5 МПа. По результатам расчета на гидродинамической модели ожидается, что дополнительная добыча нефти будет получена в объеме 16,4 тыс. т. Конечный КИН достигнет 0,265 дол. ед. Прирост КИН составляет 0,104 дол. ед., или 39,2%. Минимальная стоимость барреля нефти, при которой будет сохраняться положительная чистая прибыль – 36 $.

Таким образом, подходы, представленные в данной работе, позволяют в результате разделения залежей на группы (классы) по проблемам выработки запасов и факторам, снижающим потенциал добычи нефти, предложить к апробации и апробировать адресные технологии выработки трудноизвлекаемых запасов, соответствующие требованиям решения проблем каждого класса запасов. Объединение залежей в группы по классу и ограничивающему фактору позволяет, с определенными доработками, тиражировать технологии по эффективной добыче нефти, тем самым сокращать затраты на добычу нефти, оптимизировать режимы разработки, достичь максимальных КИН и уровней добычи.

Литература

1. Повжик П.П., Стельмашок С.П., Цыбранков А.Н., Демяненко Н.А. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки //Нефтяник Полесья. 2018. № 1. С. 85–91.

2. Повжик П.П., Халецкий А.В., Седач В.Г., Демяненко Н.А. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки //Недропользование XXI век. 2017. № 6. С. 38–45.

3. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В., Жогло В.Г., Пысенков В.Г., Привалов В.В., Будник Н.И. Новые технологии в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения коэффициента извлечения нефти и перспективы их развития //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 3. С. 47–54.

4. Махнач А.А., Жогло В.Г., Демяненко Н.А., Будник Н.И., Виницкая Н.М. О влиянии постседиментационных изменений верхнедевонских пород-коллекторов Припятского прогиба на условия формирования залежей нефти и особенности их разведки и разработки //Литосфера. 2013. № 1. С. 56–65.

5. Демяненко Н.А., Мироненко К.В., Драбкин А.В., Ткачев Д.В. Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь //Время колтюбинга. 2015. № 2. С. 32–38.

6. Способ добычи нефти : пат. 029770ЕАПВ МПК E21 B43/18 (2006), E21 B43/38 (2006), E21 B43/10 (2006) : П.П. Повжик, М.И. Галай, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков ; заявитель и патентообладатель Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». – Заявл. 05.10.2015, опубл. 31.05.2018. Бюл. № 5. – 5 с.
7. Способ повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта : пат. 2538549 РФ МПК E21 B43/00 (2009), E21 B43/22 (2009) / :В.Г. Жогло, Н.А. Демяненко, Н.И. Будник, Н.М. Виницкая ; заявитель и патентообладатель Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». – Заявл. 06.07.2013 ; опубл. 10.01.2015. Бюл. № 1. – 9 с.
8. Способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи : заявка 201700009/26ЕАПВ : E21 B43/14 (2006), E21 B43/20 (2006), E21 B7/04 (2006), E21 B49/08 (2006) / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, М.И. Галай, В.Г. Садач.
9. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта : пат. 2424424 Рос. Федерация : МПК E21 B43/20 / А.И. Белоножко, В.М. Салажев, Н.А. Демяненко, Н.К. Карташ, А.А. Кудряшов ; заявитель и патентообладатель Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть». – Заявл. 05.10.2015 ; опубл. 31.02. 2018. Бюл. № 5. – 5 с.

UDC 553.982

P.P. Povzhik, PhD, Deputy General Director, "Belorusneft"[1], povzhik@beloil.by
N.A. Demyanenko, PhD, Chief Specialist of the Center for Mining Technology, "LUKOIL–Engineering", a branch of "KogalymNIPIneft"[2], DemyanenkoNA@tmn.lukoil.com
D.V. Serdyukov, Head of Oilfield Development Department of the Oil and Gas Production Department "Rechitsaneft"[3] of State Production Association "Belorusneft", d.serdyukov@beloil.by
I.V. Zhuk, Head of the Project Documentation Support Team of the Oil and Gas Production Department "Rechitsaneft"[3] of State Production Association "Belorusneft", i.zhuk@beloil.by
I.Yu. Marmylev, Geologist of the Project Documentation Support Team of the Oil and Gas Production Department "Rechitsaneft"[3] of State Production Association "Belorusneft", I.Marmylev@beloil.by

[1]State Production Association "Belorusneft". 9 Rogachevskaya str. Gomel, 246003, Republihc of Belarus.
[2]LUKOIL–Engineering, a branch of "KogalymNIPIneft". Russia, 625000, Tyumen, Republic str. 41.
[3]Oil and Gas Production Department "Rechitsaneft" of State Production Association "Belorusneft". Republic of Belarus, 247500, Gomel region, Rechitsa, Lenin str., 43.

Address Technologies for the Development of Hard-to-recover Reserves

Abstract. In the paper, approaches are presented that allow, as a result of segregation of deposits into groups (classes) on the problems of producing reserves and factors that reduce the potential for oil production, to propose to introduce and test address technologies for producing hard–to–recover reserves that meet the requirements for solving the problems of each class of reserves.

Keywords: oilfield; hard–to–recover reserves; reserve categories; address technologies; classification of reserves; oil production; limiting factor.

Refetrences

1. Povzhik P.P., Stel'mashok S.P., Tsybrankov A.N., Demianenko N.A. ***Klassifikatsiia trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov Pripiatskogo progiba i osnovnye problemy ikh razrabotki*** [Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Pripyat Trough and the main problems of their development]. ***Neftianik Poles'ia*** [Oilman of Polissya], 2018, no. 1, pp. 85–91.
2. Povzhik P.P., Khaletskii A.V., Sedach V.G., Demianenko N.A. ***Klassifikatsiia trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov Pripiatskogo progiba i osnovnye problemy ikh razrabotki*** [Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Pripyat Trough and the main problems of their development]. ***Nedropol'zovanie XXI vek*** [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 6, pp. 38–45.
3. Demianenko N.A., Povzhik P.P., Serebrennikov A.V., Zhoglo V.G., Pysenkov V.G., Privalov V.V., Budnik N.I. ***Novye tekhnologii v razrabotke neftianykh mestorozhdenii Respubliki Belarus' dlia uvelicheniia koeffitsienta izvlecheniia nefti i perspektivy ikh razvitiia*** [New technologies in the development of oil fields of the Republic of Belarus to increase the oil recovery factor and the prospects for their development]. ***Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa*** [Equipment and technologies for oil and gas complex], 2016, no. 3, pp. 47–54.
4. Makhnach A.A., Zhoglo V.G., Demianenko N.A., Budnik N.I., Vinitskaia N.M. ***O vliianii postsedimentatsionnykh izmenenii verkhnedevonskikh porod-kollektorov Pripiatskogo progiba na usloviia formirovaniia zalezhei nefti i osobennosti ikh razvedki i razrabotki*** [On the impact of post-sedimentation changes in the Upper Devonian reservoir rocks of the Pripyat Trough on the conditions for the formation of oil deposits and the features of their exploration and development]. ***Litosfera*** [Lithosphere], 2013, no. 1, pp. 56–65.
5. Demianenko N.A., Mironenko K.V., Drabkin A.V., Tkachev D.V. ***Razvitie tekhnologii GRP na terrigennykh i karbonatnykh kollektorakh Respubliki Belarus'*** [Development of fracturing technologies on terrigenous and carbonate reservoirs of the Republic of Belarus]. ***Vremia koltiubinga*** [Coiled tubing time], 2015, no. 2, pp. 32–38.
6. ***Sposob dobychi nefti*** [Method of oil production]. Patent № 029770EAPV. P.P. Povzhik, M.I. Galai, N.A. Demianenko, D.V. Serdiukov. Published on 31.05.2018.
7. ***Sposob povysheniia pronitsaemosti zasolennogo nizkopronitsaemogo neftianogo plasta*** [A method for increasing the permeability of a saline, low permeable oil reservoir]. Patent № 2538549 RF. V.G. Zhoglo, N.A. Demianenko, N.I. Budnik, N.M. Vinitskaia. Published on 10.01.2015.
8. ***Sposob razrabotki izolirovannoi litologicheski ili tektonicheski ekranirovannoi neodnorodnoi neftenasyshchennoi zalezhi*** [Method for the development of an isolated lithologically or tectonically shielded heterogeneous oil-saturated reservoir]. Patent application № 201700009.26EAPV. N.A. Demianenko, P.P. Povzhik, M.I. Galai, V.G. Sadach. Published on 31.05.2018.
9. ***Sposob razrabotki neodnorodnogo neftianogo plasta*** [Method for developing a heterogeneous oil reservoir]. Patent № 2424424 RF. A.I. Belonozhko, V.M. Salazhev, N.A. Demianenko, N.K. Kartash, A.A. Kudriashov. Published on 31.02. 2018.

УДК 550.4.01

М.И. Кузнецова
ЗапСибНИИГГ[1]
ведущий геолог
KuznetsovaMI@zsniigg.ru

И.И. Дамаскина
ЗапСибНИИГГ[1]
геолог 2 категории
DamaskinaII@zsniigg.ru

А.А. Попов
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[2]
старший геолог
alexey.popov@salympetroleum.ru

Анализ генезиса УВ юрских и неокомских резервуаров с использованием биомаркерного анализа и корреляции «нефть – нефтегазоматеринская порода» в пределах границы юга Тюменской области и ХМАО

[1]Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 57.
[2]Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31, этаж 6.

На основе биомаркерного анализа, распределения атомов углерода в нормальных алканах, содержания серы и соотношения V/Ni был установлен источник нефтей, пробы которых взяты из среднеюрского пласта $Ю_2$ а также неокомских пластов $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$

Ключевые слова: углеводороды; биомаркеры; радомская пачка; тюменская свита; баженовская свита; нефтегазоматеринские породы; породы–коллекторы; миграция; пристан; фитан

Определение источника углеводородов является одним из важнейших этапов анализа нефтегазоносной системы. Этот этап позволяет в первую очередь корректно установить пути миграции УВ из нефтегазоматеринских пород в породы-коллекторы и, как следствие, более точно спрогнозировать их аккумуляции.

Одним из наиболее часто применяемых методов определения источника УВ является биомаркерный анализ [1, 2, 3, 4]. Под биомаркерами понимаются остатки молекул ранее существовавших живых организмов (наземных растений, водорослей, бактерий, простейших), которые присутствуют в нефтях и растворимых компонентах нефтегазоматеринских пород [4]. Разнообразие биомаркеров и их структур контролируется преимущественно климатом и фациальными обстановками [5]. Образование биомаркеров происходит за счет накопления органического вещества и дальнейших диагенетических и катагенетических процессов, которые включают в себя химические, физические и биологические изменения в процессе осадконакопления и литификации под действием температуры, которая контролируется процессами погружения осадков [4].

В данной работе биомаркеры использованы для корреляции «нефть – нефтегазоматеринская порода» с целью установления источника нефтей юрских и неокомских резервуаров. Для этого были использованы следующие методики: 1) анализ C_{26}/C_{25} трициклотерпанов [3]; 2) анализ процентного содержания моретанов от общего содержания терпанов [1]; 3) соотношение пристан/фитан [6, 7]. Терпаны – разновидность циклоалкановых биомаркеров со сложной структурой молекул, включающих гопаны и трициклические соединения [3]. Моретаны – пентацикличные тритерпаны C_{27}-C_{35}, которые являются стереоизомерами гопанов и имеют стереохимию 17, 21; молекулы нестабильны, поэтому с ростом температуры легко разрушаются относительно гопанов [3]. Фитан – изопреноид, имеющий ациклическую разветвленную структуру молекулы и содержащий 20 атомов углерода [3]. Пристан – изопреноид, имеющий ациклическую разветвленную структуру молекулы и содержащий 19 атомов углерода [3].

Помимо биомаркеров, для установления источников УВ в рассматриваемых пластах применялся анализ содержания серы [8], распределения нормальных алканов [9] и соотношения порфиринов V/Ni [10].

В рамках данной работы проанализированы замеры, выполненные по образцам нефтегазоматеринских пород по 5 скважинам и замеры, выполненные для образцов пластовой нефти по 12 скважинам. Скважины с замерами, выполненными в рамках данного исследования, показаны на ***рис. 1***.

Анализ образцов нефтей нефтегазоматеринских пород

В пределах района работ на основе геохимических характеристик ($C_{орг}$ > 1, S1+S2 > 5) за нефтегазоматеринские породы были приняты радомская пачка, тюменская свита (верхнетюменская подсвита, ее глинисто-алевритистая часть) и баженовская свита. Радомская пачка приурочена к нижнеюрским (тоар-аален) отложениям шеркалинской свиты. Литологически пачка представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов [11]. Рассматриваемая часть верхнетюменской подсвиты приурочена к среднеюрским отложениям верхней части тюменской свиты (бат). Баженовская свита приурочена к верхнеюрским-нижнемеловым отложениям (титон-ранний берриас), представленным битуминозными аргиллитами от темно-коричневых до черных, а также небольшими прослоями известняка [11].

Распределение нормальных алканов радомской пачки указывает на преимущественно терригенное происхождение УВ (***рис. 2***). Диаграмма показывает преобладание C_{16}-C_{27} в нефтях этой нефтегазоматеринской толщи, что говорит о привносе значительного количества терригенного материала при формировании скоплений органического вещества.

Распределение нормальных алканов верхнетюменской подсвиты, как и в случае с радомской пачкой, указывает на преимущественно терригенное происхождение органического вещества, что подтверждается значительным преобладанием C_{16}-C_{29} (скв. № 2, 4, 5) (***рис. 2***). Однако, в скв. № 1 отмечается значительное влияние морской обстановки на процесс накопления органического вещества, на что указывает равномерное понижение концентраций длинных цепей нормальных алканов, начиная с C_{19}.

Распределение нормальных алканов баженовской свиты указывает на преимущественно морское происхождение УВ (преобладание коротких цепей нормальных алканов C_{15}-C_{17}) (***рис. 2***). Очевидно, что значительную роль в формировании УВ, генерируемых этой толщей сыграли морские одноклеточные водоросли и бактерии.

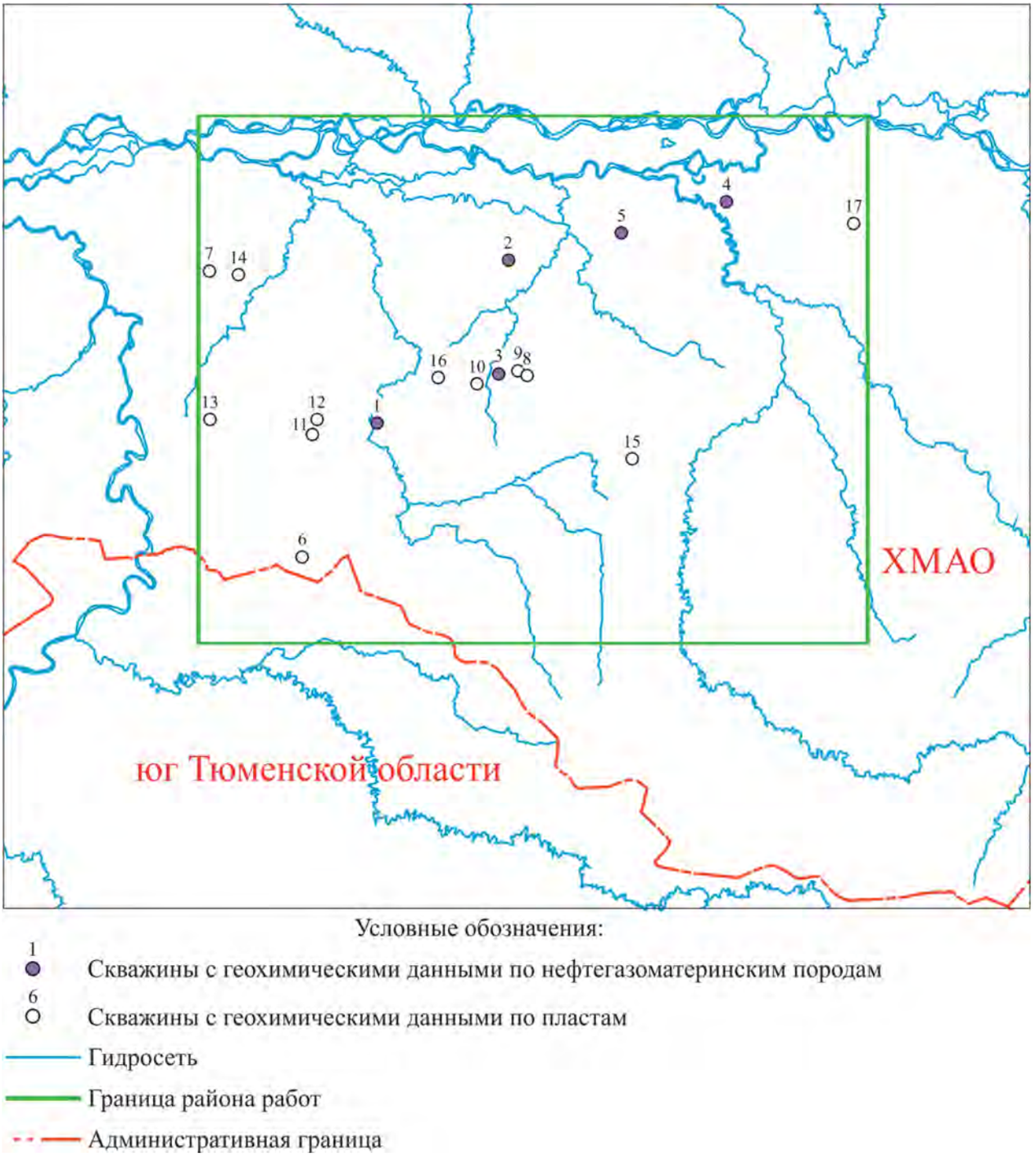
Соотношение C_{26}/C_{25} трициклотерпанов в образцах нефти баженовской свиты указывает на влияние глубоководных условий формирования данной нефтегазоматеринской породы (***табл. 1***). Однако образование остальных двух

нефтегазогенерирующих толщ происходило под более значительным влиянием терригенных условий, особенно верхнетюменской подсвиты, образцы которой показывают среднее соотношение C_{26}/C_{25} – 0,98.

Содержание моретанов от общего числа терпанов показывает, что баженовская свита содержит карбонатные отложения (процентное содержание этих соединений превышает 6%), в отличие от верхнетюменской подсвиты и радомской пачки, в которых данный параметр составляет 9,38 и 12,21%, соответственно (***табл. 1***).

Соотношение пристан/фитан радомской пачки и верхнетюменской подсвиты намного больше 1 [6, 7], что указывает на значительно влияние кислородных условий и терригенного материала на формирование этих нефтегазо-

Рис. 1.
Расположение района работ и скважин с геохимическими замерами



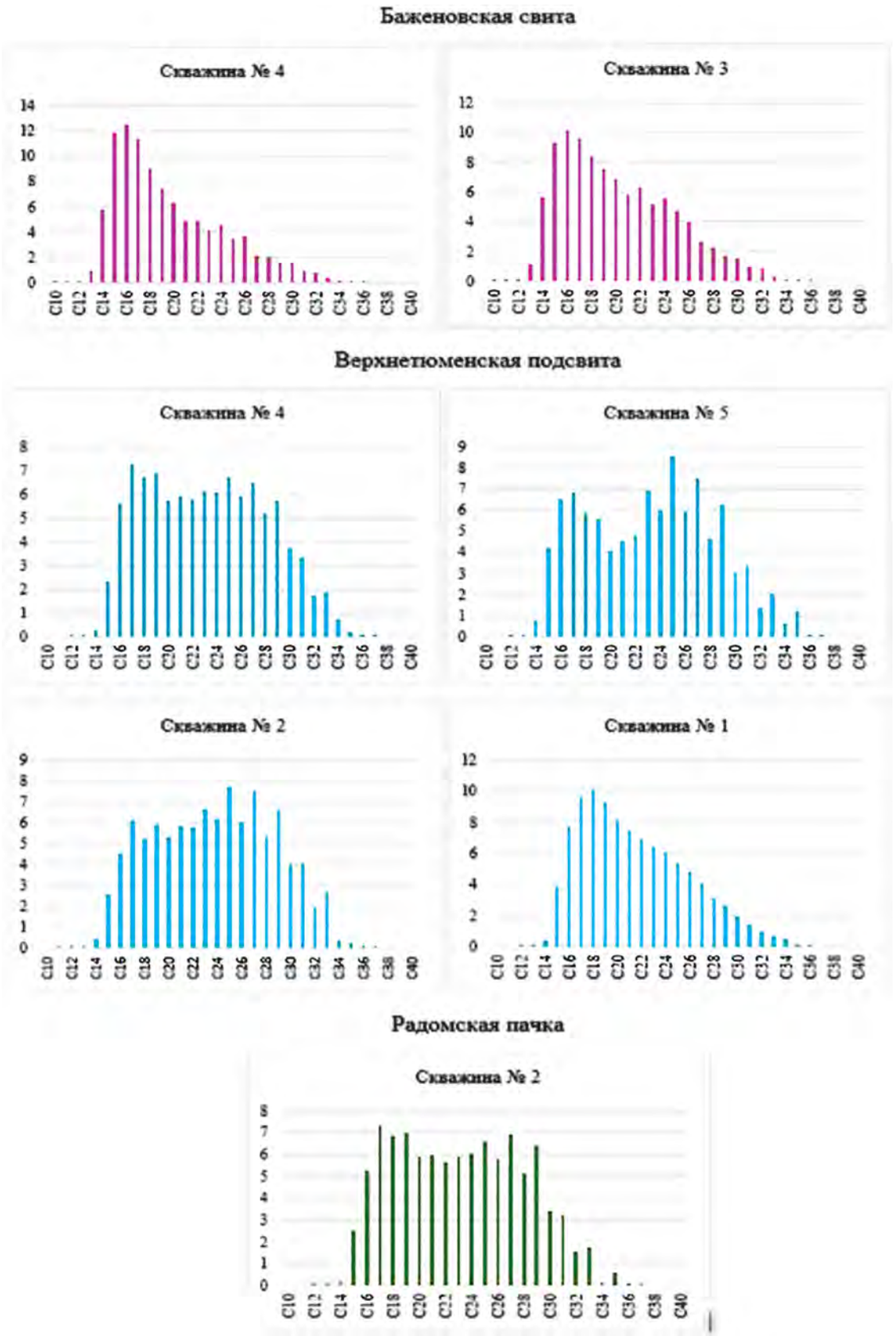


Рис. 2.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из нефтегазоматеринских пород (в % на сумму н-алканов)

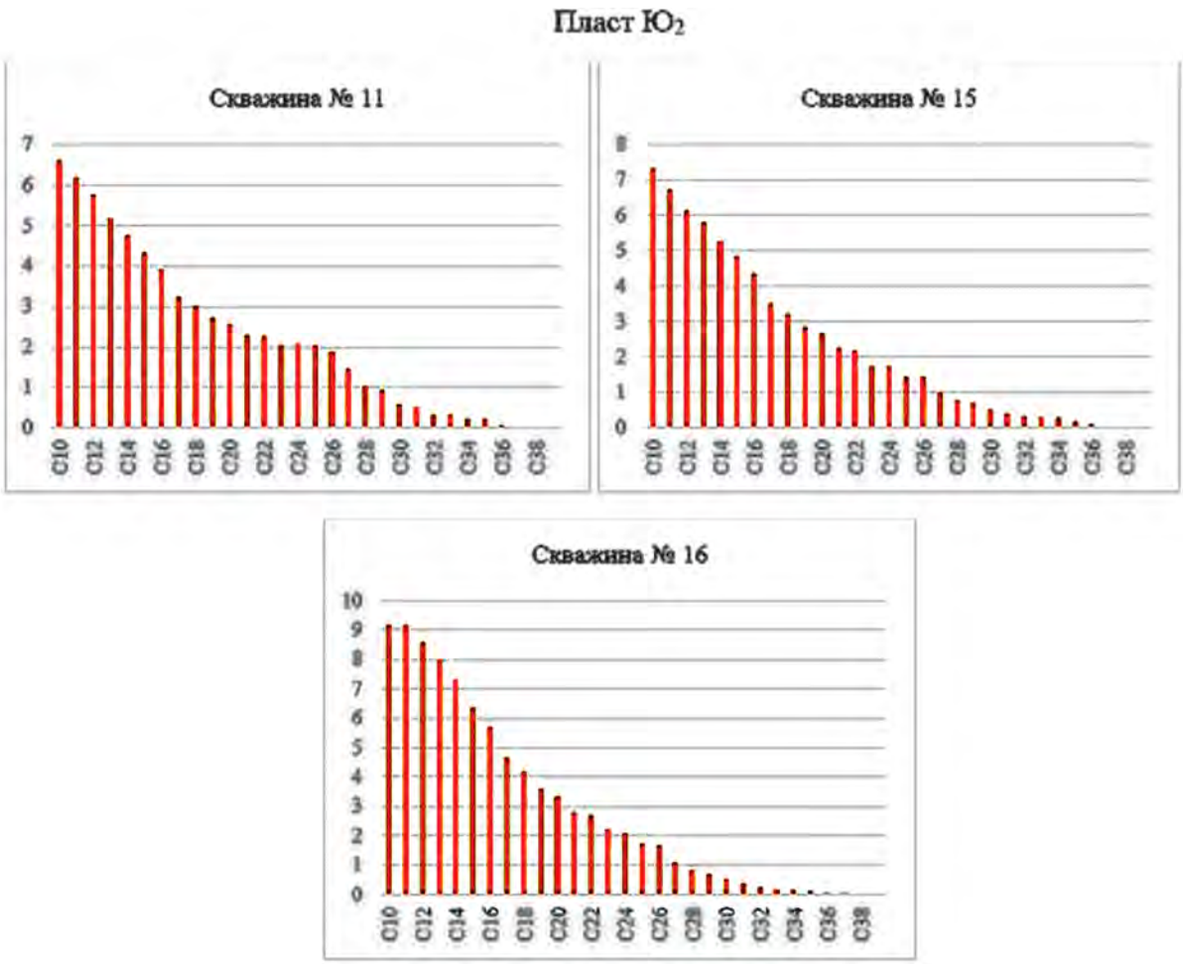


Рис. 3.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из пласта $Ю_2$ (в % на сумму н-алканов)

материнских пород (***рис. 5***). Более того, т.к. соотношение пристан/фитан в образцах нефти верхнетюменской подсвиты превышает 3, то можно предположить, что эта толща формировалась в прибрежно-морских условиях [6]. Соотношение пристан/фитан в образцах нефти баженовской свиты незначительно превышает 1, что указывает на значительно более бескислородные глубоководные условия формирования этой нефтематеринской породы.

Очевидно, что для более качественного анализа происхождения нефтегазоматеринских пород в пределах рассматриваемого района работ необходимо проведение большего количества геохимических замеров.

Анализ образцов нефтей пород-коллекторов

;В пределах района работ проанализированы нефти следующих резервуаров: $Ю_2$, отложения ачимовской толщи, а также шельфовые пласты $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$. Пласт $Ю_2$ приурочен к отложениям тюменской свиты и литологически представлен переслаиванием серых глин с глинистыми песчаниками и алевролитами, а также редкими прослоями углей [11]. Отложения ачимовской толщи представлены песчаниками и алевритами [11]. Пласт $БС_8$ приурочен к отложениям ахской свиты и литологически представлен глинами и мощными прослоями песчаников и алевролитов [11]. Пласты $АС_{12}$ и $АС_{11}$ приурочены к отложениям черкашинской свиты и литологически представлены переслаиванием серых песчаников, глин и алевролитов [11]. Пласт $АС_4$ приурочен к отложениям черкашинской свиты и литологически представлен переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин [11].

Анализ степени сернистости выполнен в соответствии с нормативно-методической документацией по классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [8]. Он показывает, что нефти рассматриваемых пластов в целом варьируются от среднесернистых до сернистых, однако в пласте $Ю_2$ присутствует и малосернистый образец. Наличие среднесернистых нефтей (0,5–1%) приурочено к пласту $Ю_2$, ачимовской

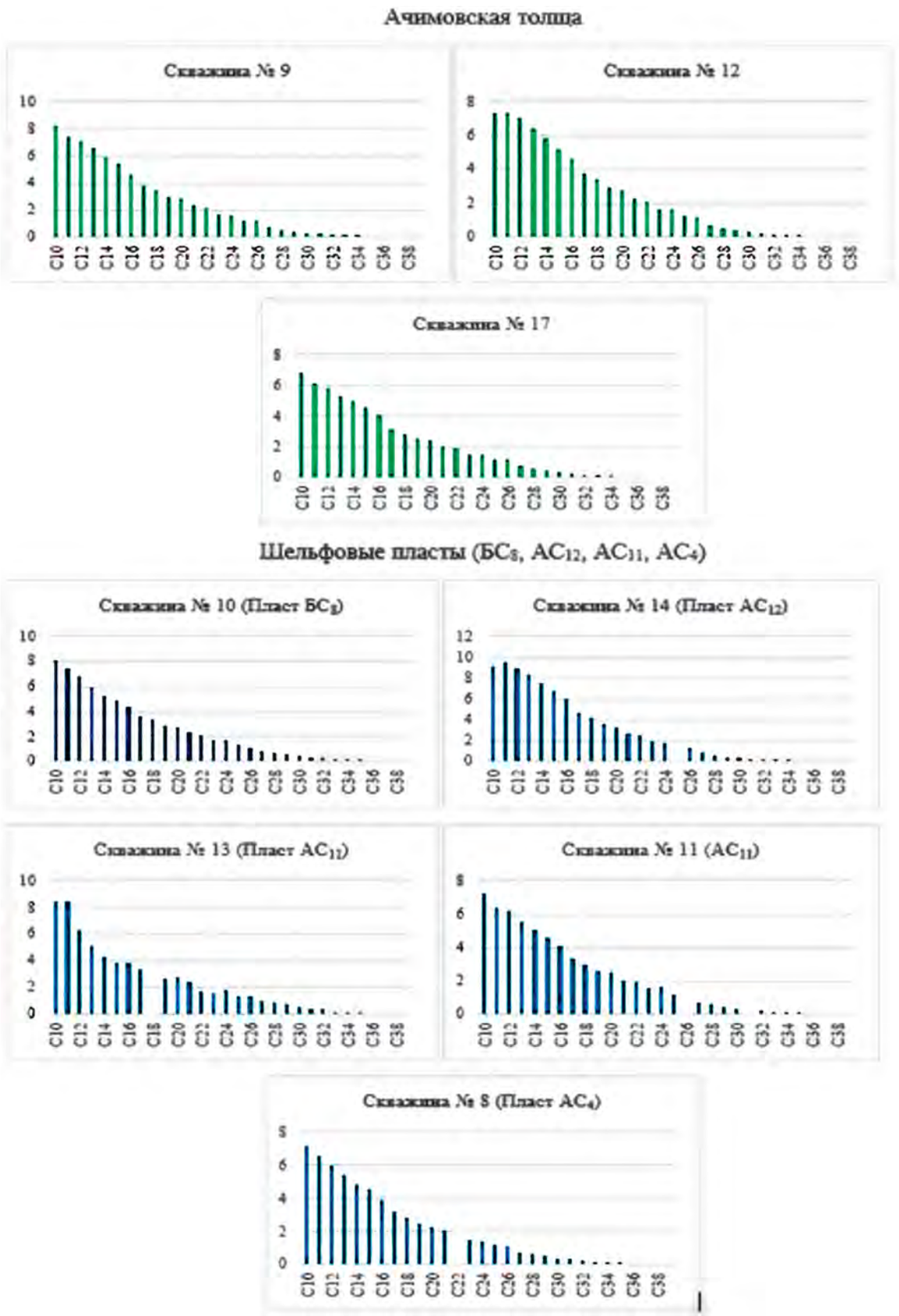


Рис. 4.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из неокомских отложений (в % на сумму н-алканов)

		НГМП			Пласты					
Параметр	№ скв.	Радом. пачка	Верхнетюм. подсвита	Баж. свита	$Ю_2$	Ач	$БС_8$	$АС_{12}$	$АС_{11}$	$АС_4$
C_{26}/C_{25} трициклотерпаны (% на сумму трицикланов)	1		0,60							
	2	0,70	1,55							
	3			0,77						
	4		0,84	0,53						
	5		0,93							
	6									
	7									
	8									0,56
	9					0,56				
	10						0,59			
	11				0,66				0,51	
	12					0,56				
	13									
	14							0,61		
	15				0,56					
	16				0,58					
	17					0,54				
Среднее		***0,70***	***0,98***	***0,65***	***0,60***	***0,55***	***0,59***	***0,61***	***0,51***	*0,56*
Моретаны (% на сумму терпанов)	1		11,56							
	2	9,38	12,22							
	3			3,30						
	4		8,47	3,20						
	5		16,59							
	6									
	7									
	8									3,39
	9					3,12				
	10						3,43			
	11				4,41				3,38	
	12					3,36				
	13									
	14							3,43		
	15				3,57					
	16				3,61					
	17					3,66				
Среднее		***9,38***	***12,21***	***3,25***	***3,86***	***3,38***	***3,43***	***3,43***	***3,38***	*3,39*

Таблица 1.
Анализ содержания трициклотерпанов и моретанов в образцах нефтей нефтегазоматеринских пород и пластов

толще и пласту $АС_{12}$ (по одному образцу). Сернистые нефти (1–3%) приурочены к наибольшей части образцов и присутствуют практически во всех рассматриваемых пластах. Повышенная степень сернистости может обуславливаться присутствием карбонатов в нефтегазоматерин-

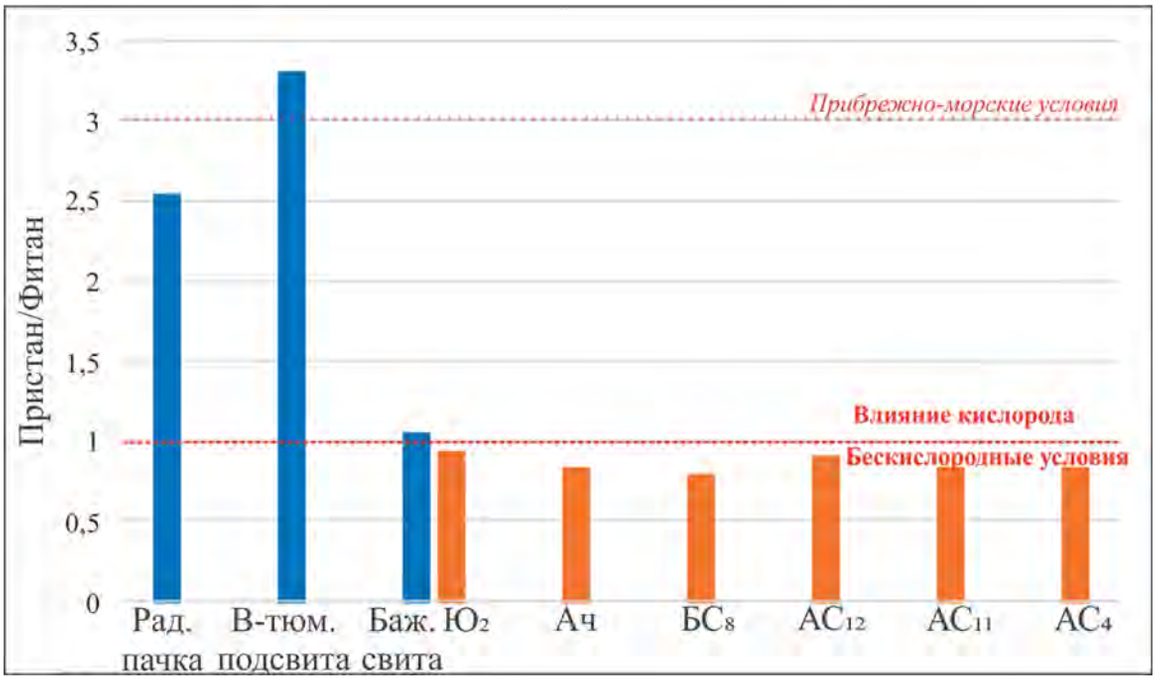


Рис. 5.
Гистограмма распределения значений соотношения пристан/фитан в рассматриваемых нефтегазоматеринских породах и пластах

ской породе [2], что в данном случае характерно для баженовской свиты. Примечательно также, что образцы нефти самой баженовской свиты в целом являются среднесернистыми (средний процент серы составляет 0,98%).

Соотношение порфиринов V/Ni в образцах нефти рассмотренных пластов в целом варьируется от 2,14 до 31,48, что говорит о глубоководноморском происхождении УВ.

Распределение нормальных алканов всех рассматриваемых пластов указывает на преимущественно морское происхождение содержащихся в них УВ. Диаграммы показывают преимущественное содержание C_{10}-C_{15} в пробах нефтей всех резервуаров, что указывает на значительное влияние одноклеточных водорослей и бактерий, среда обитания которых была приурочена к глубоководноморским условиям (***рис. 3, 4***).

Соотношение C_{26}/C_{25} трициклотерпанов всех пластов меньше единицы, что означает морские условия осадконакопления (***табл. 1***).

Соотношение пристан/фитан в нефтях всех рассматриваемых пластов указывает на их глубоководноморское происхождение и как следствие, формирование в бескислородных условиях. На ***рис. 5*** видно, что данный параметр, замеренный для всех пластов и баженовской свиты, очень хорошо сопоставим.

Выводы

Нефти баженовской свиты и всех рассмотренных пластов имеют схожую картину распределения нормальных алканов. Кроме того, соотношение трициклотерпанов C_{26}/C_{25} и процентное содержание моретанов от общего числа терпанов в нефтях баженовской свиты и рассматриваемых пластов хорошо сопоставимо. Наконец, соотношение пристан/фитан нефтей всех рассмотренных пластов лучше всего коррелируется с этим параметром нефтей баженовской свиты. В целом, анализ биомаркеров, содержания серы, соотношения V/Ni, а также распределения нормальных алканов в нефтях рассмотренных нефтегазоматеринских пород и пород-коллекторов показывает, что УВ, содержащиеся в пластах $Ю_2$, $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$ имеют глубоководноморское происхождение, в их формировании значительную роль сыграли морские живые организмы (бактерии, одноклеточные водоросли, планктон, простейшие). Следовательно, эти УВ мигрировали из нефтегазоматеринских пород баженовской свиты.

Литература

1. Bissada K.K., Elrod L. W., Darnell L. M., Szymczyk H. M., and Trostle J. L. Geochemical inversion – a modern approach to inferring source rock identity from characteristics of accumulated oil and gas // Proceedings Indonesian petroleum association, Twenty First Annual Convention, October, 1992.

2. Bissada K. K. Principles and practices of Petroleum Geochemistry //University of Houston, Department of Geosciences, Houston, Texas, 1994, 567 p.
3. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. The biomarker guide, 2nd edition //Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 1155 p.
4. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. Biomarkers: assessment of petroleum source-rock age and depositional environment //Springer International Publishing AG, R. Sorkhabi (ed.), Encyclopedia of Petroleum Geoscience, 2017, p. 3-11.
5. Demaison, G. J., and Moore G. T. Anoxic environments and oil source bed genesis //American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1980, vol. 64, p. 1179-1209.
6. Hughes W. B., Holba A. G., and Dzou L. I. P. The ratios of dibenzothiophene and pristine to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks //Geochim Cosmochim Acta,1995, vol. 59, p. 3581-3598.
7. ten Haven H. L., de Leeuw J. W., Rullkotter J., and Sinninghe Damste J. S. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator //Nature, 1987, vol. 330, p. 641-643.
8. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН. 2016. 320 с.
9. Tissot B. P. and Welte D. H. Petroleum formation and occurrence //Springer-Verlag, New York, USA, 1984, 699 p.
10. Lewan M. D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils //Geochim Cosmochim Acta, 1984, vol. 48, p. 2231-2238.
11. Конторович А.Э., Клец А.Г., Казаненков В.А., Пономарева Е.В., Гуськов С.А., Бабушкин А.Е., Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О., Конторович В.А., Гайдебурова Е.А., Ершов С.В., Фомин А.Н., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Данилова В.П., Борисова Л.С., Костырева Е.А., Фурсенко Е.А., Бурштейн Л.М., Красавчиков В.О., Курчиков А.Р. Отчет по теме «Генерация, миграция и аккумуляция углеводородов в Южно-салымской зоне Западной Сибири». Новосибирск. 2006. 250 с.

UDC 550.4.01

M. Kuznetcova, leading geologist ZapSibNIIGG[1], KuznetsovaMI@zsniigg.ru
I. Damaskina, geologist of the 2 category ZapSibNIIGG[1], DamaskinaII@zsniigg.ru
A. Popov, Senior Geologist Salym Petroleum Development N.V.[2], alexey.popov@salympetroleum.ru

[1]57 Republic str., Tyumen, 625000, Russia.
[2]Floor 6, 31 Novinsky blvd,. Moscow, 123242, Russia.

Analysis of Petroleum Origin in the Jurassic and Neocomian Reservoirs Utilizing Biomarker Analysis and Correlation Oil – Source within the Northern Part of the Tyumen Region and the Khanty-Mansi Autonomous Region

Abstract. The nature of petroleum samples derived from the Jurassic (U_2) and Neokomian (BS_8, AS_{12}, AS_{11}, and AS_4) reservoirs was estimated based on the biomarker analysis, distribution of carbon atoms in n–paraffins, sulfur content, and V/Ni ratio.

Keywords: hydrocarbons; biomarkers; Radom Formation;, Tyumen Formation; Bazhenov Formation; source rocks; reservoirs; migration; pristine; phytane.

References

1. Bissada K.K., Elrod L. W., Darnell L. M., Szymczyk H. M., and Trostle J. L. Geochemical inversion – a modern approach to inferring source rock identity from characteristics of accumulated oil and gas //Proceedings Indonesian petroleum association, Twenty First Annual Convention, October, 1992.
2. Bissada K. K. Principles and practices of Petroleum Geochemistry //University of Houston, Department of Geosciences, Houston, Texas, 1994, 567 p.
3. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. The biomarker guide, 2nd edition //Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 1155 p.
4. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. Biomarkers: assessment of petroleum source-rock age and depositional environment //Springer International Publishing AG, R. Sorkhabi (ed.), Encyclopedia of Petroleum Geoscience, 2017, p. 3-11.
5. Demaison, G. J., and Moore G. T. Anoxic environments and oil source bed genesis //American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1980, vol. 64, p. 1179-1209.
6. Hughes W. B., Holba A. G., and Dzou L. I. P. The ratios of dibenzothiophene and pristine to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks //Geochim Cosmochim Acta,1995, vol. 59, p. 3581-3598.
7. ten Haven H. L., de Leeuw J. W., Rullkotter J., and Sinninghe Damste J. S. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator //Nature, 1987, vol. 330, p. 641-643.
8. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Normativno-metodicheskaia dokumentatsiia* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Normative and methodical documentation]. Moscow, ESOEN Publ., 2016, 320 p.
9. Tissot B. P. and Welte D. H. Petroleum formation and occurrence //Springer-Verlag, New York, USA, 1984, 699 p.
10. Lewan M. D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils //Geochim Cosmochim Acta, 1984, vol. 48, p. 2231-2238.
11. Kontorovich A.E., Klets A.G., Kazanenkov V.A., Ponomareva E.V., Gus'kov S.A., Babushkin A.E., Beliaev S.Iu., Kuznetsov R.O., Kontorovich V.A., Gaideburova E.A., Ershov S.V., Fomin A.N., Moskvin V.I., Melenevskii V.N., Danilova V.P., Borisova L.S., Kostyreva E.A., Fursenko E.A., Burshtein L.M., Krasavchikov V.O., Kurchikov A.R. *Otchet po teme «Generatsiia, migratsiia i akkumuliatsiia uglevodorodov v Iuzhno-salymskoi zone Zapadnoi Sibiri»* [Report on the topic "Generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the South Salym zone of Western Siberia"]. Novosibirsk, 2006, 250 p.

ГКЗ | ЦКР-ТПИ Роснедра

МОСКВА • 26–28 сентября 2018 г.

Актовый зал Министерства природных ресурсов и экологии
(Москва, Б. Грузинская, 4/6)

Ежегодный объединенный семинар ФБУ «ГКЗ» и ЦКР-ТПИ Роснедра

«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ И СОГЛАСОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТПИ»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

МИНПРИРОДЫ РОССИИ

ЕСОЭН
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ: ЕСОЭН

НАЭН
ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ: АОФН «НАЭН»

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Тематический план семинара:

- **Недропользование: состояние и перспективы развития**
  - Ключевые проблемы экспертизы запасов и технических проектов разработки месторождений ТПИ
  - Обновление методического обеспечения при переходе на новую классификацию запасов и прогнозных ресурсов ТПИ, государственная экспертиза в электронной форме, перспективы внедрения
  - Проектная ориентированность новой Классификации запасов и ресурсов ТПИ по оценке и управлению запасами
  - Концепция ЦКР–ТПИ к подготовке и согласованию технических проектов на разработку месторождений ТПИ: замечания, проблемы и пути решения
  - Практика и перспективы правового регулирования разработки месторождений ТПИ
- **Экспертиза запасов и технических проектов разработки месторождений ТПИ: состояние и перспективы**
  - Состояние и перспективы экспертизы запасов ТПИ
  - Государственная экспертиза в электронной форме. Проблемы и достижения
  - Проведение экспертизы и организация работы с заявителями с использованием современных информационных технологий
  - Особенности и характеристика различных систем отчётности о запасах ТПИ
  - Практические аспекты современного недропользования в России: проблемы и пути их решения

По вопросам участия обращаться: +7 (495) 780-33-12, info@naen.ru
Бойкова Екатерина, + 7 (916) 511-69-29, boykova@naen.ru
Токарева Анна, +7 (926) 332-36-66, tokareva@naen.ru

УДК 622.276.64

М.Ю. Шустер
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[1]
руководитель проекта АСП
Mikhail.M.Shuster@salympetroleum.ru

М.Ю. Бондарь
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[1]
ведущий инженер-химик
Mikhail.Bondar@salympetroleum.ru

В.М. Карпан
PhD
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[1]
ведущий инженер по разработке
Volodimir.Karpan@salympetroleum.ru

И.Н. Кольцов
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[1]
ведущий химик
igor.koltsov@salympetroleum.ru

Результаты пилотного проекта АСП компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

[1]Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31, 6 этаж.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), совместное предприятие концерна «Шелл» и ПАО «Газпром нефть», разрабатывает Салымскую группы месторождений в Западной Сибири, в которую входят Верхнесалымское, Ваделыпское и Западно-Салымское месторождения. В целях остановки снижения объемов добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти компания рассматривала на раннем этапе разработки Западно-Салымского месторождения вопрос о внедрении различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Специалисты СПД исследовали ряд МУН, в том числе заводнение АСП (анионогенный ПАВ, сода, полимер), потенциал повышения нефтеотдачи с помощью АСП составил 15–20%. Лабораторные исследования были начаты в 2008 году. В начале 2009 года компания провела успешные испытания с химическим индикатором в одиночной скважине. В 2012 г. было принято окончательное решение об инвестициях для проведения пилотного проекта. Работы по пилотному проекту начались в феврале 2016 г. с запуска установки приготовления и закачки растворов АСП. Стадии активной закачки были завершены в январе 2018 г., а окончание добычи – во втором квартале 2018 г. Пилотный проект достиг поставленных задач, а именно: суммарная добыча составила более 3600 т дополнительной нефти, обводненность снизилась с изначальных 98% перед закачкой АСП до 88% в связи с мобилизацией нефти раствором АСП, а расчетный ΔКИН составил более 17% от начальных геологических запасов нефти в пилотной ячейке. Основные эксплуатационные проблемы были связаны с солеотложением на ЭЦН из-за соды и образованием стабилизированных эмульсий «нефть в воде». Статья содержит результаты пилотного проекта, описание главных производственных проблем и способы их решения

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи; МУН; АСП; ПАВ; полимер; установка приготовления и закачки растворов АСП

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), совместное предприятие концерна *Shell* и ПАО «Газпром нефть», разрабатывает Салымскую группы нефтяных месторождений в Западной Сибири, в которую входят Верхнесалымское, Ваделыпское и Западно-Салымское месторождения. Первая нефть с Западно-Салымского месторождения была получена в 2004 г., промышленная добыча началась в 2005 г. В тот же год началось полномасштабное заводнение в целях остановки падения пластового давления и повышения эффективности добычи. Добыча нефти на Западно-Салымском месторождении достигла своего пика в 2011 г., и с тех пор объемы добычи снижаются с повышением обводненности. Ожидаемый конечный коэффициент извлечения нефти (КИН), достигаемый обычным заводнением, по плану разработки месторождения составляет около 35–40%.

Западно-Салымское месторождение расположено в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Условия коллекторов типичны для провинции: тип коллектора – терригенный, пластовая температура до 83 °С, низкая вязкость сырой нефти (около 2 сПз), минерализация пластовой воды в диапазоне 14–16 г/л. Западно-Салымское месторождение – это нефтяное месторождение среднего размера с начальными геологическими запасами товарной нефти около 280 млн м^3. Основные нефтеносные песчаные пласты – AS10-AS11 (главные стратиграфические единицы AS11.1, AS11.2 и AS11.3), залегающие на глубине около 2200 м.

В целях остановки снижения добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти на раннем этапе разработки месторождения рассматривался вопрос о внедрении различных методов увеличения нефтеотдачи. Был исследован ряд методов, таких как заводнение АСП (анионогенный ПАВ, сода, полимер), закачка воздуха под высоким давлением и заводнение низко-минерализованной водой [1, 2]. Именно технология заводнения растворами АСП была выбрана как наиболее экономически перспективный МУН для условий Западно-Салымского месторождения.

Предварительные исследования показали потенциал повышения нефтеотдачи с помощью АСП на 15–20%. Лабораторные исследования были начаты в 2008 г. со скрининга ПАВ и полимера [3], после чего были проведены керновые исследования [4]. В начале 2009 г. были проведены успешные испытания с химическим индикатором в одиночной скважине для обоснования эффективности разработанной рецептуры раствора АСП раствора в промысловых условиях. В 2012 г. было принято окончательное решение об инвестициях для проведения пилотного проекта АСП на группе скважин в целях демонстрации потенциала этой технологии и сбора информации в достаточном для при-

Рис. 1.
Фотография установки приготовления и закачки растворов АСП

нятия решений о последующих промышленных полномасштабных проектах объеме. Работы по пилотному проекту начались в феврале 2016 г. с запуска установки приготовления и закачки растворов АСП (***рис. 1***). Активная закачка была завершена в январе 2018 г., а окончание добычи – во втором квартале 2018 г. (***рис. 2***).

Суммарная добыча составила более 3600 т дополнительной нефти. Закачка раствора АСП привела к мобилизации значительного объема нефти в изолированной 5-точечной ячейке. Обводненность снизилась с изначальных 98% перед закачкой АСП до 88% [5] в связи с мобилизацией нефти раствором АСП, а расчетный ΔКИН составил более 17% от начальных геологических запасов нефти в пилотной ячейке [5, 6].

Настоящая статья содержит результаты пилотного проекта, описание главных производственных проблем и способы их решения.

Задачи и конфигурация пилотного проекта

Пилотный проект на группе скважин – логический шаг по снижению рисков внедрения технологии АСП на Западно-Салымском месторождении. Окончательное решение об инвестициях в пилотный проект АСП было принято акционерами СПД в конце 2012 г. с формулировкой двух главных задач проекта:

– показать, что метод АСП может привести к существенному росту нефтеотдачи;

– собрать достаточную информацию для принятия решений о последующих коммерческих АСП проектах.

Технический успех проекта был задан минимально необходимым ростом КИН на уровне +13%, что соответствовало 3000 т нефти, добытым в период эксплуатации пилотного проекта.

В связи со значительной общей налоговой нагрузкой, наложенной на недропользователей, и ростом затрат, связанных с АСП заводнением, коммерческие проекты АСП в настоящее время не являются экономически целесообразными. Для того, чтобы такие проекты приносили доход, необходимо изменение налоговой нагрузки для недропользователей, применяющих технологию АСП. Поэтому одной из задач пилотного проекта стал сбор достаточной информации для оценки доходности и рисков при применении технологии АСП и предложение необходимого урегулирования налога, делающего такие проекты экономически целесообразными. Было важно продемонстрировать, что добыча нефти в ходе пилотного проекта осуществлялась именно благодаря закачке растворов АСП и не могла быть обеспечена при обычном заводнении. Для этого для пилотного проекта была выбрана изолированная 5-точечная ячейка (***рис. 3***). Четыре нагнетательные скважины обеспечивают эффективную защиту от текущих промысловых операций для надежного расчета роста нефтеотдачи [7]. Недостатком такого выбора ячейки является неопределенность в части определения объемов

Рис. 2.
Развитие пилотного проекта и технологии АСП для Западно-Салымского месторождения [4]

химреагентов, закаченных на пилотном участке. Кроме того, это требует значительных затрат, поскольку для закачки требуется в 4 раза больше химических реагентов по сравнению с обратной 5-точечной схемой. В пилотном проекте часть закачиваемых химреагентов рассчитывалась по анализу результатов исследований с пассивным индикатором и с помощью динамического моделирования. Для сбора данных также были пробурены в границах ячейки две дополнительные скважины: наблюдательная и пробоотборная.

Рецептура АСП

Проект АСП включает в себя четыре этапа: предварительная промывка, закачка раствора АСП, закачка полимера и конечная промывка. Состав закачиваемых растворов показан в ***табл. 1***. Предварительная промывка была начата в феврале 2016 г. На этом этапе закачивался раствор NaCl в следующих целях:

– добыча остаточной мобильной нефти и достижения обводненности 98% в добывающей и пробоотборной скважинах;

– подготовка целевого пласта к химическому заводнению.

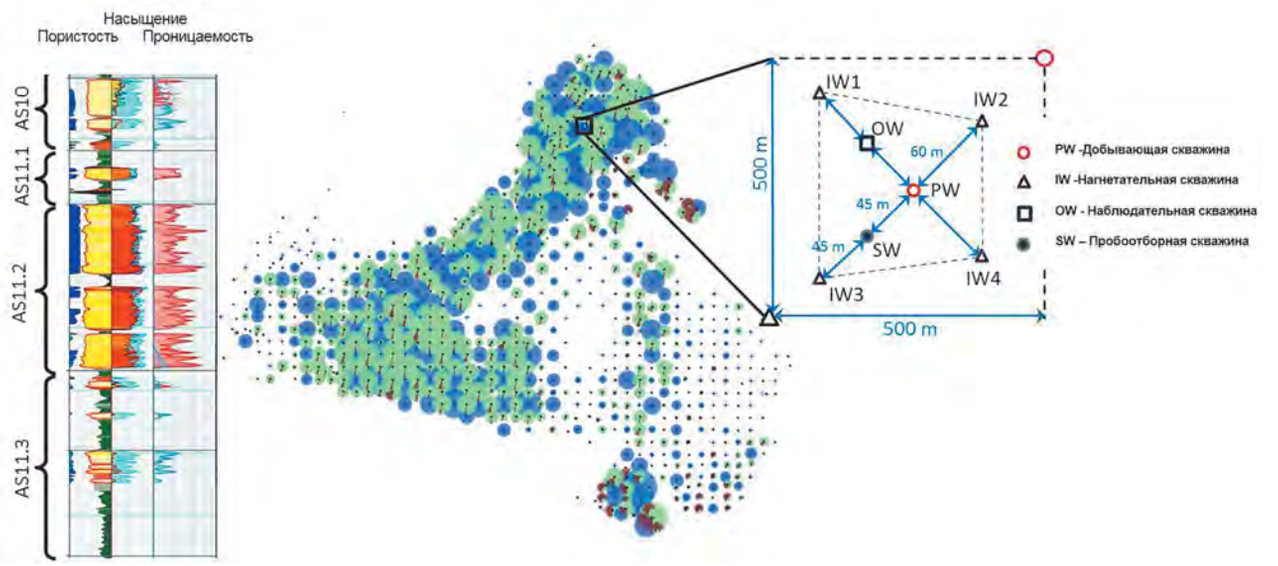
Поскольку пилотные скважины были пробурены в промытой зоне, продолжительность предварительной промывки составила только 5 месяцев, в течение которых во все пилотные нагнетательные скважины было закачено 0,8 порового объема (далее – ПО) солевого раствора (т.е. 0,2 ПО на скважину). Закачка 1,6 ПО раствора АСП (т.е. 0,4 ПО на скважину) была начата в июле 2016 г. В конце февраля 2017 г. закачка АСП раствора была закончена, и началась закачка 1,6 ПО (т.е. также по 0,4 ПО на скважину) раствора полимера. В связи с ограничениями добычи и постепенным снижением концентрации полимера закачка заняла больше времени, чем закачка АСП. В декабре 2017 г. закачка полимера была закончена, и началась закачка раствора соли для окончательной промывки. Промывка происходила до тех пор, пока обводненность в центральной добывающей скважине не достигла стабильного уровня в 98%.

Рецептура АСП была разработана ранее [8] и описана как смесь двух ПАВ (0,7%), 2% карбоната натрия, 2% изобутилового спирта, 0,8% хлорида натрия, и 0,25% полимера *FLOPAAM* 3230 (***табл. 1***).

Сложность при разработке рецептуры заключалась в том, что при оптимальной минерализации, при которой достигается наименьшее значение межфазного натяжения на границе «нефть – вода», растворимость в воде ПАВ была предельно-допустимой даже при добавлении 2% изобутилового спирта как со-растворителя. Дальнейшие эксперименты уточнили рецептуру АСП, обеспечив баланс между растворимостью и нефтеотдачей. Была выбрана рецептура с минерализацией ниже оптимальной для поддержания высокой растворимости компонентов, поскольку приемистость в относительно малопроницаемом пласте была определена главным риском для пилотного проекта. Рецептура

Рис. 3.

Типичная диаграмма результатов геофизических исследований скважины Западно-Салымского месторождения (слева). Карта разработки месторождения с суточным дебитом (в центре): синие кружки – нагнетательные скважины, зеленые/коричневые – добывающие. Ячейка пилотного проекта АСП помечена черным прямоугольником, справа – выбранная конфигурация ячейки пилотного проекта с ближайшими нагнетательной и добывающей скважинами



Компонент/Этап	Предварительная промывка	Закачка АСП	Закачка полимера	Конечная промывка
Карбонат натрия, масс%	–	2,0	–	–
IOS 24–28/IOS 15–18, масс%	–	0,5/0,2	–	–
Изобутиловый спирт, масс%	–	2,0	–	–
FLOPAAM 3230, масс%	–	0,25	0,25	–
Хлорид натрия, масс%	2,0	0,8	1,0	2,0

Таблица 1.
Химические рецептуры для этапов закачки

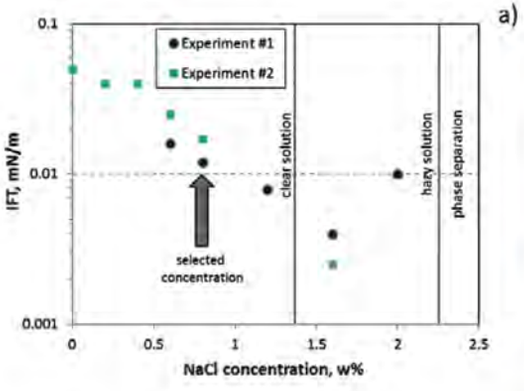
также обеспечила достижение высокого ΔКИН, несмотря на то, что межфазное натяжение не достигала своего наименьшего значения.

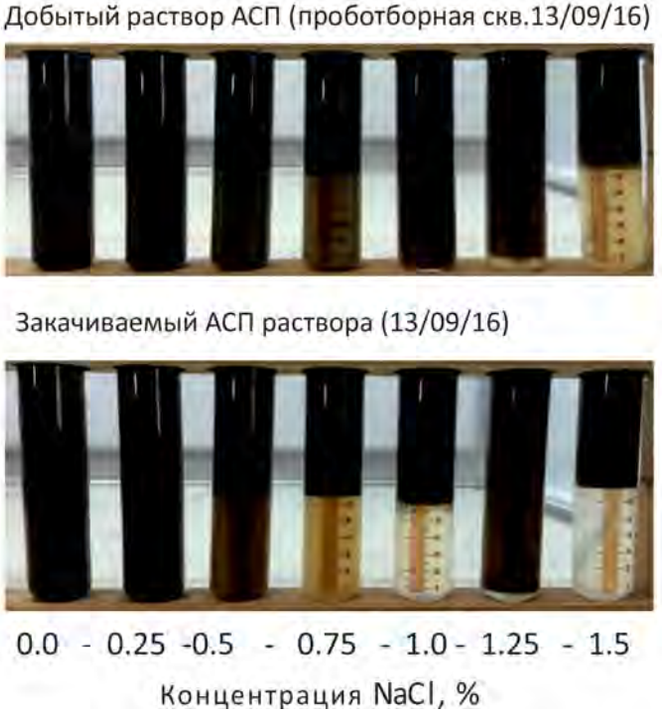
На ранних этапах закачки оторочки АСП приемистость была выше ожидаемой, а содержание нефти в добываемой жидкости в центральной добывающей скважине (даже после прорыва химреагентов) было ниже предполагаемого уровня. Это связано с тем, что рецептура АСП была настроена именно на достижение высокой растворимости за счет более высокого межфазного натяжение на границе «нефть – вода». По ходу закачки АСП приемистость была на требуемом уровне, и рецептура была изменена в сторону снижения межфазного натяжения для повышения нефтеотдачи.

Был проведен ряд замеров межфазного натяжения при разных концентрациях хлорида натрия. Результаты показаны на ***рис. 4***. Стрелка на рисунке указывает на минерализацию пилотной рецептуры. Были проведены два эксперимента с 0–2% хлорида натрия, 2% карбоната натрия, 0,7% ПАВ и 2% изобутилового спирта. Полученные результаты демонстрировали ожидаемое фазовое поведение.

На основе результатов, показанных на ***рис. 4*** концентрация соли была повышена до 1,1% во время пилотного проекта при этой концентрации растворимость ПАВ оставалась достаточно высокой. Изменение минерализации имело незначительное влияние. Приемистость оставалась высокой, но не наблюдалось повышения содержания нефти в добываемой жидкости. Также необходимо было проверить, что первоначальная рецептура остается эффективной в процессе распространения в пласте от нагнетательной скважины к добывающим скважинам, и что причина меньшего, чем ожидалось, содержания нефти, не связана с недостаточно низким межфазовым натяжением. Для этого были проведены дополнительные испытания фазового поведения с добываемым АСП раствором, результаты которых сравнивались с результатами испытаний закаченного АСП раствора. Сравнение показало отсутствие потери активности АСП раствора. Фактически, исследование фазового поведения подтверждают эффективность рецептуры в обоих случаях.

Важным результатом проекта является налаживание процесса измерения расходования химреагентов во время продвижения оторочки через пласт. Эти результаты используются для определения правильных объемов химии, применяемых в коммерческих масштабах, когда стоимость химреагентов может стать наиболее существенной частью затрат. Лабораторные эксперименты использовались для определения концентраций химреагентов на пилотном проекте, однако обычно закачивался избыток химреагентов для обеспечения их обратного выноса для определения потерь в породе. В случае отсутствия выноса химреагентов это становится невозможным. Адсорбция ПАВ оценивалась по динамическим экспериментам, проводимых в смоченной водой породе коллектора. Получен диапазон значений от 0,3 мг/г породы до 0,49–0,56 мг/г породы, на основе этих значений закачка ПАВ на пилотном проекте проводилась при концентрации 0,7% для пачки размером 0,4 ПО. Динамическое моделирование результатов пилотного проекта для выносимого ПАВ соответствовало значению адсорбции в 0,15 мг/г породы. Несоответствие между значением адсорбции ПАВ в породе пласта и лабораторном керне объясняется тем, что лабораторный керн находился в контакте с кислородом воздуха, который переводит все железо в трехвалентное. Когда порода была восстановлена путем промывки раствором дитионита натрия (для восстановления железа), значение адсорбции ПАВ, замеренное в лаборатории, стало соответствовало промысловым результатам: лабораторные замеры значения адсорбции ПАВ на породе Западно-Салымского месторождения показали значение 0,14 мг/г. Это означает, что в будущем для АСП заводнения промышленного масштаба может использоваться значительно меньшее количество ПАВ.





b)

Состав раствора АСП	Значение
ПАВ, %	0.5
ИБС, %	1.5
Сода, %	0.8
Соль, %	1.1

Состав раствора АСП	Значение
ПАВ, %	0.7
ИБС, %	2.1
Сода, %	1.6
Соль, %	0.9

Рис. 4.

Результаты замеров межфазного натяжения при разных концентрациях NaCl – а; фазовое поведение в добытом и закаченном растворе АСП – б. Хлорид натрия добавлен для анализа минерализации

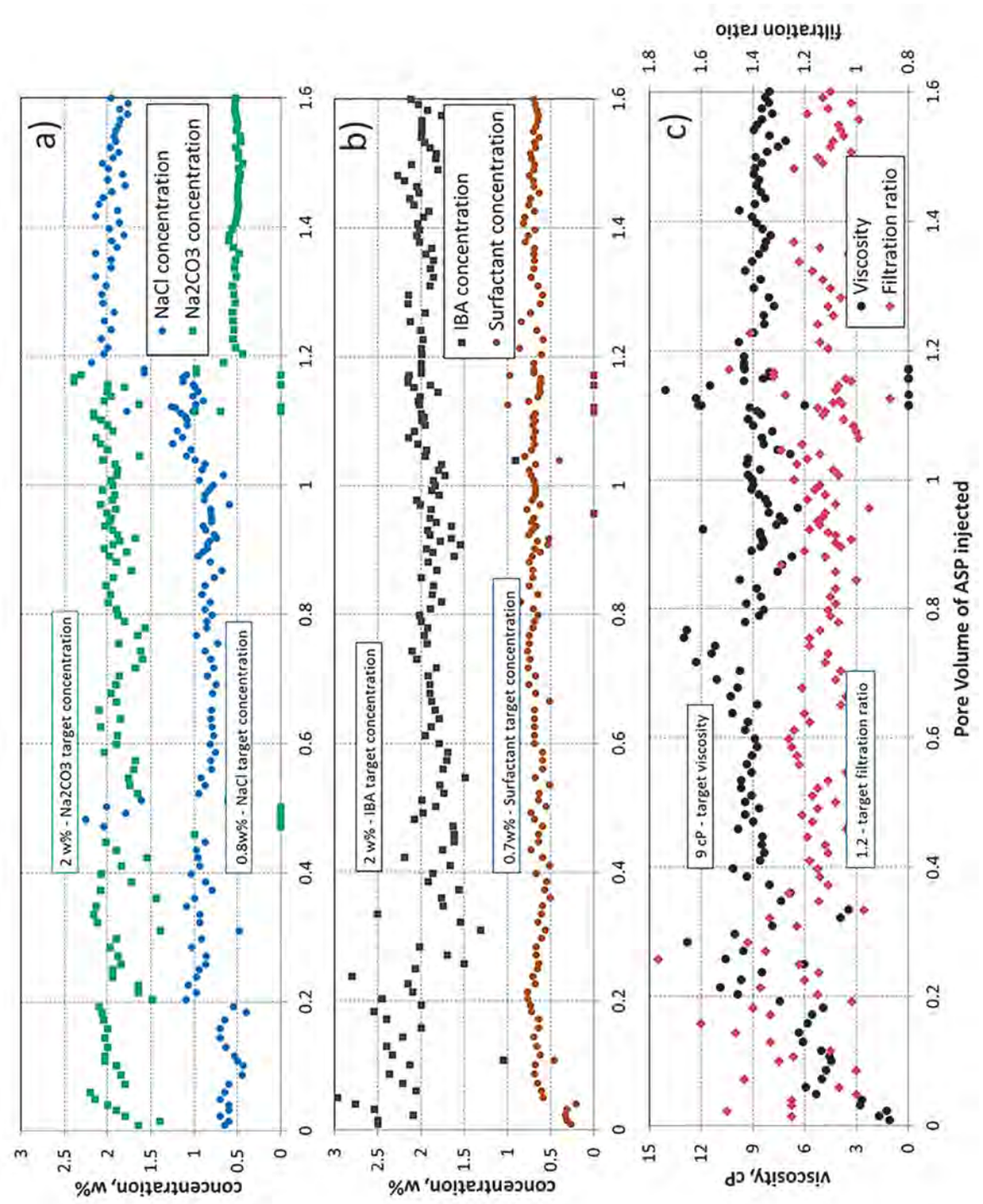


Рис. 5.
Концентрация химических реагентов, вязкость и фильтруемость во время закачки оторочки раствора АСП

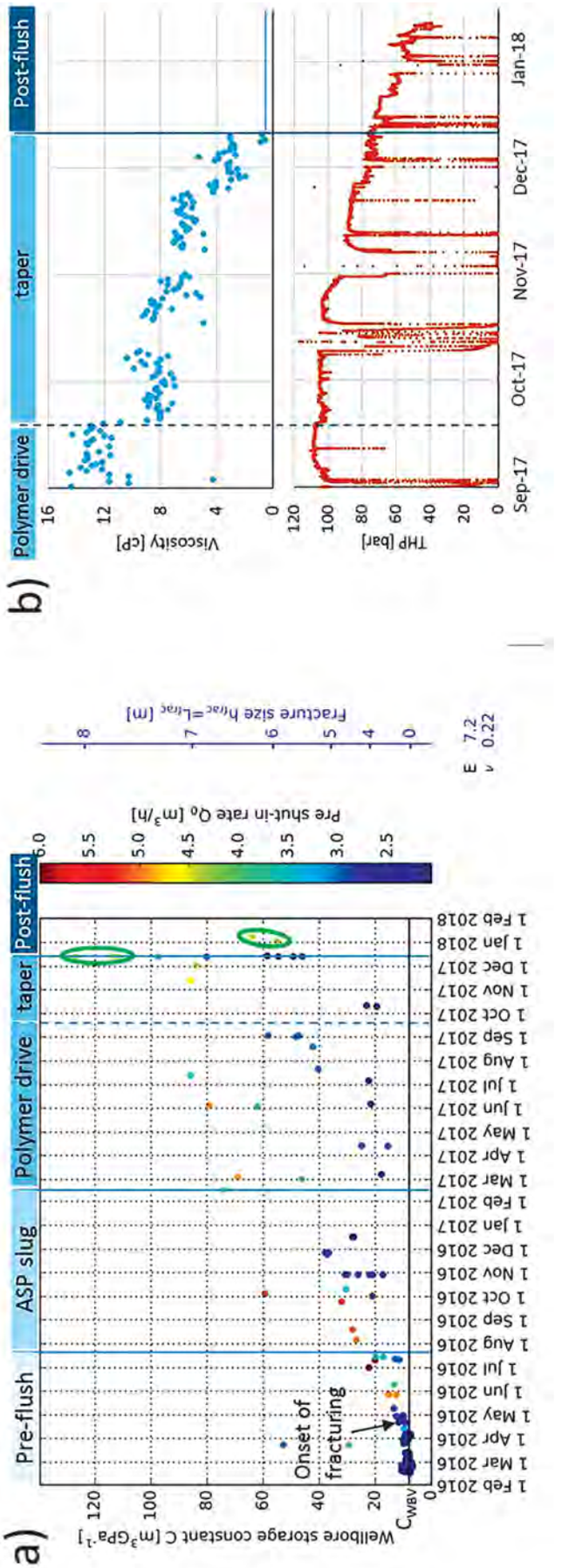


Рис. 6.
Постоянная объема нефти в стволе скважины – цветовой код со значением до закрытия – и соответствующий размер трещины для нагнетательной скважины IW1 до 10 января 2018 г. – a; вязкость закачиваемого раствора и давление на устье нагнетательной скважины IW1 в течение последних месяцев пилотного проекта – b.

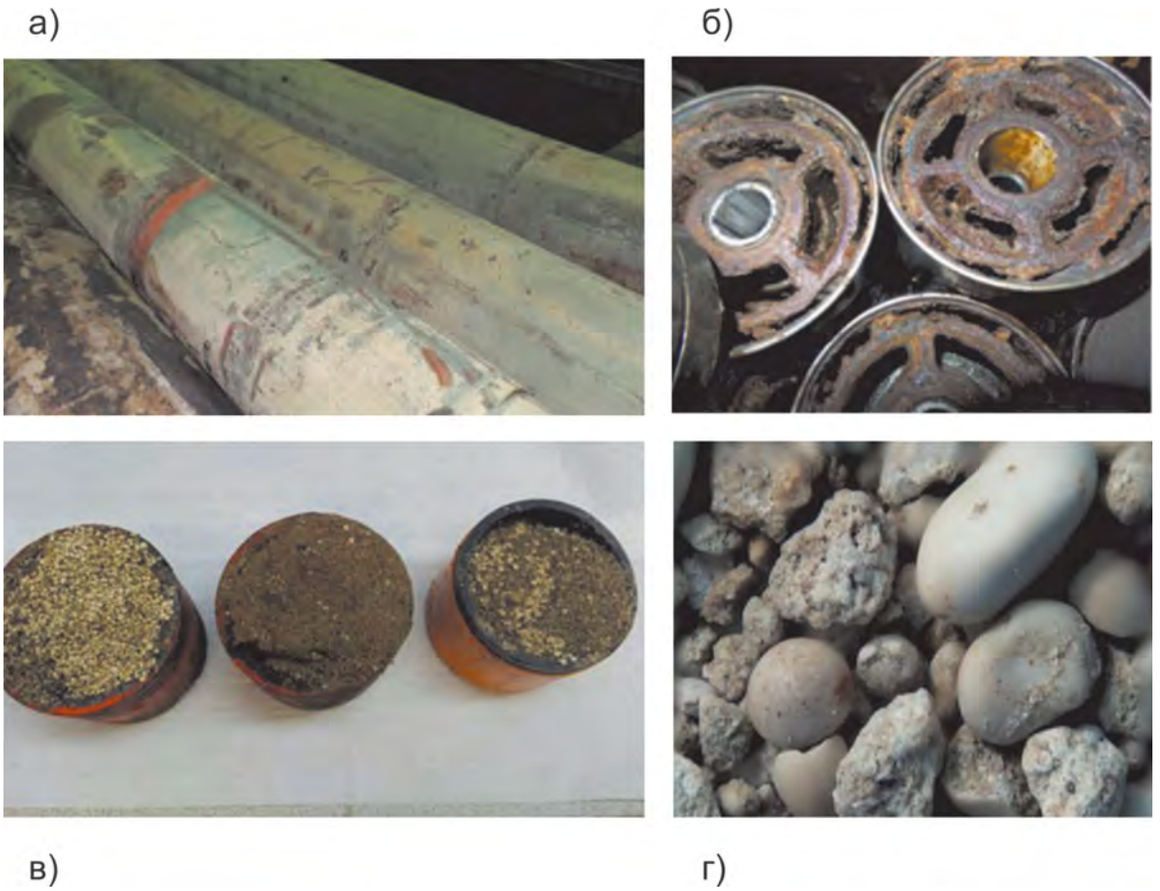


Рис 7.
Секции ЭЦН (a) и рабочие колеса ЭЦН (b) с солеотложением. Смесь отложений песка и карбонатов из добывающей скважины (c) и зерна карбонатов из смеси отложений (d)

Контроль качества воды и закачиваемого раствора

Для обеспечения соответствия требованиям по качеству воды и растворов, ежедневно проводилась серия тестов в химико-аналитической лаборатории, расположенной непосредственно на территории установки АСП. Более того, такие параметры, как скорость закачки и давление на устье скважины, температура закачиваемого раствора, минерализация, вязкость раствора (на линии всасывания и нагнетания), концентрация растворенного кислорода, удельная электропроводность, pH и мутность контролировались с использованием проточных КИП. Таким образом, обеспечивается своевременное определение изменяющихся параметров и отклонение от целевых уставок.

Для обеспечения хорошей приемистости вязкого АСП раствора в низкопроницаемом пласте растворы должны быть стабильными: прозрачными, без разделения фаз или осадкообразования, что должно обеспечиваться высокой растворимостью всех компонентов. Для обеспечения стабильности раствора на проекте использовались только химические реагенты высшего качества (соль сорта «Экстра», сода высшего сорта, изобутанол высшего сорта и т.д.). Для ПАВ были разработаны новые процедуры контроля и обеспечения качества для обеспечения их растворимости и эффективности [9]. Кроме этого, было принято решение использовать воду из специально пробуренных артезианских скважин, в дальнейшем специально подготовленную на установке ультрафильтрации и обратного осмоса, и нагретую до 60 °C. Обеспечение низкой концентрации кислорода, железа и двухвалентных катионов (магний и кальций) необходимы для предотвращения снижения вязкости полимера и обеспечения хорошей растворимости смеси ПАВ в такой воде.

Оптимальные концентрации компонентов для каждого этапа закачки были определены лабораторными исследованиями, но в промысловых условиях невозможно подготовить растворы, соблюдая постоянство состава – было принято, что максимальное отклонение должно составлять не более 10%, на случай возникновения более высоких отклонений от оптимальных концентраций были разработаны и внедрены специальные корректирующие процедуры.

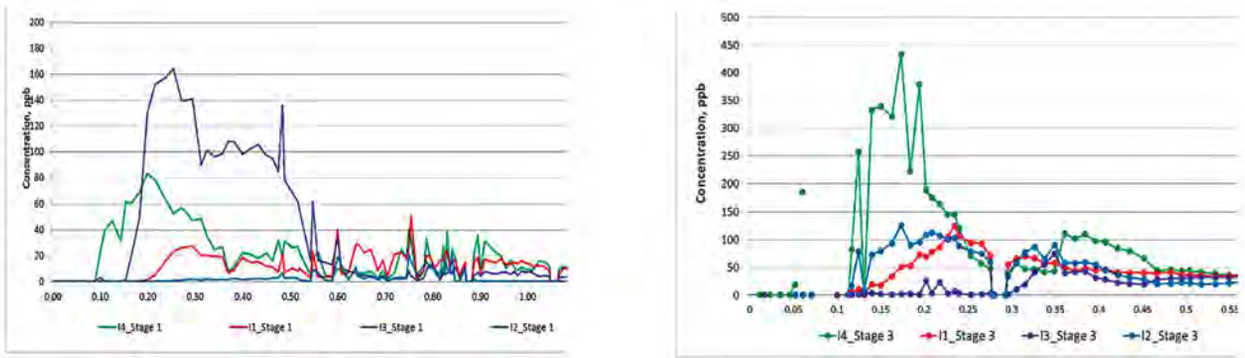


Рис. 8.
Вынос пассивных трассеров, закаченных во время предварительной промывки (слева) и с потоком АСП раствора (справа) из добывающей скв. 3

На ***рис. 5*** приведены результаты замеряемых на регулярной основе в ХАЛ АСП концентраций химических реагентов, вязкость и коэффициент фильтруемости раствора АСП. Во время этапа закачки АСП раствора эти параметры измерялись дважды в сутки. Вязкость раствора АСП измерялась со скоростью сдвига 7,2 сек$^{-1}$ и при температуре 50 °C.

Кроме этого, был определен баланс для обеспечения стабильной эксплуатации в случае частичного отказа оборудования или задержек при поставке некоторых компонентов АСП. Например, когда установка дозирования соли останавливалась для ремонта или обслуживания, для компенсации снижения общей минерализации концентрация соды повышалась, что проиллюстрировано ***рис. 5a*** при закачке около 0,5 ПО раствора АСП. Другой пример компенсации: при закачке около 1,2 ПО, когда было обнаружено, что высокие концентрации соды приводят к проблемам с солеотложением, концентрация щелочи была снижена с 2 до 0,5% и компенсирована повышением концентрации соли с 0,8 до 2%.

Как видно на ***рис. 5b***, дозирование изобутилового спирта поддерживалось на стабильном уровне, а в случаях, когда необходимо было добиться полной растворимости ПАВ и исключить снижение приемистости, концентрация ИБС повышалась, стабильность концентрации ПАВ в закачиваемом растворе соответствовала всем требованиям. На ***рис. 5c*** показаны вязкость в поверхностных условиях (при скорости сдвига 7,2 сек$^{-1}$ и температуре 50 °C) и фильтруемость закаченного раствора АСП, которые поддерживались на стабильном уровне. Результаты по фильтруемости отчасти связаны с хорошей растворимостью ПАВ и полимера. СПД совместно с *Shell* и компанией *SNF Floerger* провела дополнительные исследования АСП раствора и раствора полимера для обеспечения их хорошей фильтруемости [10]. Данная работа привела к практическому результату: при коммерческом производстве полимера стали учитываться строгие требования к фильтруемости его раствора, как одному из важнейших показателей качества.

Приемистость

Как упоминалось выше, приемистость вязкой оторочки АСП и раствора полимера в низкопроницаемом пласте являлись одними из ключевых рисков. После запуска нагнетательных скважин приемистость в условиях матричного заводнения была низкой даже во время предварительной промывки раствором соли. Были предприняты несколько попыток восстановления приемистости с заключением, что закачка не может быть обеспечена при проектной скорости: было принято решение проводить закачку в условиях гидроразрыва. Для создания трещины температура закачиваемого раствора была снижена одновременно с повышением скорости его закачки. Распространение трещины отслеживалось регулярным проведением промыслово-геофизических исследований, включая исследования восстановления теплового фона, автоматическое определение и анализ постоянной объема нефти в стволе скважины (C), анализ падения давления при каждом запланированном или незапланированном останове скважины. На ***рис. 6a*** показано развитие постоянной C до 10 января 2018 г. для нагнетательной скважины с самым низким качеством пласта IW1 и самой большой трещиной из 4 нагнетательных скважин. Горизонтальная черная линия показывает соответствие объема в стволе скважины CWVB. Разница C – CWVB конвертирована в размер гипотетической эллиптической трещины, как приведено в [13]. Точки данных имеют цветовой код со значением до закрытия Q_0, которое показывает, что наблюдаемый разброс значений C коррелируется с Q_0. При сравнении точек данных сходного значения Q_0 постоянная C увеличивается до конца снижения концент-

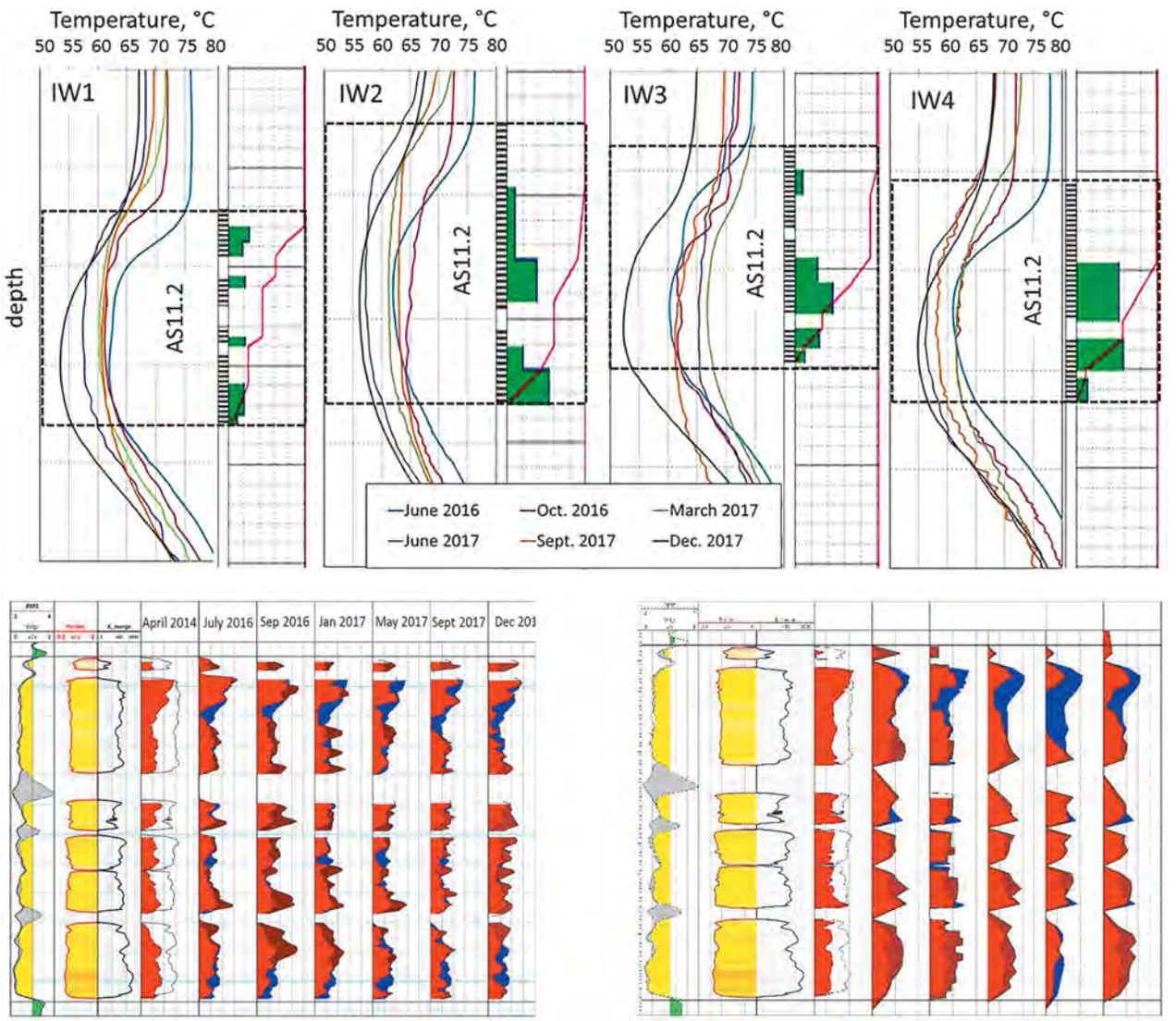


Рис. 9.
Фоновые температурные диаграммы для нагнетательных скважин: IW1, IW2, IW3 и IW4 (вверху). Каротаж насыщенности в наблюдательной скважине (внизу). Синий цвет – снижение нефтенасыщенности, коричневый цвет – повышение нефтенасыщенности по сравнению с базовым индукционным каротажем в необсаженном стволе в апреле 2014 г. Левая схема – диаграмма СО; правая схема – каротаж сопротивления (НЭК)

рации полимера и затем снижается, как видно по обведенным светло-зеленым точкам данных. Наибольшее значение С в конце тренда снижения концентрации полимера определено как 120 $м^3ГПа^{-1}$, что соответствует размеру трещины от 8 до 13 м. Это значение невелико по сравнению с площадью дренирования скважины и существенного влияния на охват не ожидалось. Исследования теплового фона показывают, что трещина оставалась в рамках целевого пласта в течение всего пилотного проекта (см. ниже).

На рисунке показана вязкость и давление на устье скважины в период, когда вязкость снижалась от закачки полимера до конечной промывки. Давление закачки существенно снизилось от >100 бар во время закачки полимера до около 50 бар. Наблюдалась положительная корреляция между вязкостью и приемистостью, поскольку закачиваемая жидкость быстро охватывает призабойную зону, где наибольший градиент давления. Замеренное значение С во время конечной промывки показывает, что закачка продолжала происходить в условиях гидроразрыва при давлении на устье около 50 бар, несмотря на то, что во время запуска требовалось давление 85 бар для инициации образования трещины. Возможные объяснения этой разницы включают значительное охлаждение коллектора – поскольку температура закачки была снижена до ~30 °С с начала закачки оторочки полимерного раствора и упругой деформации породы вокруг трещины в связи с повто-

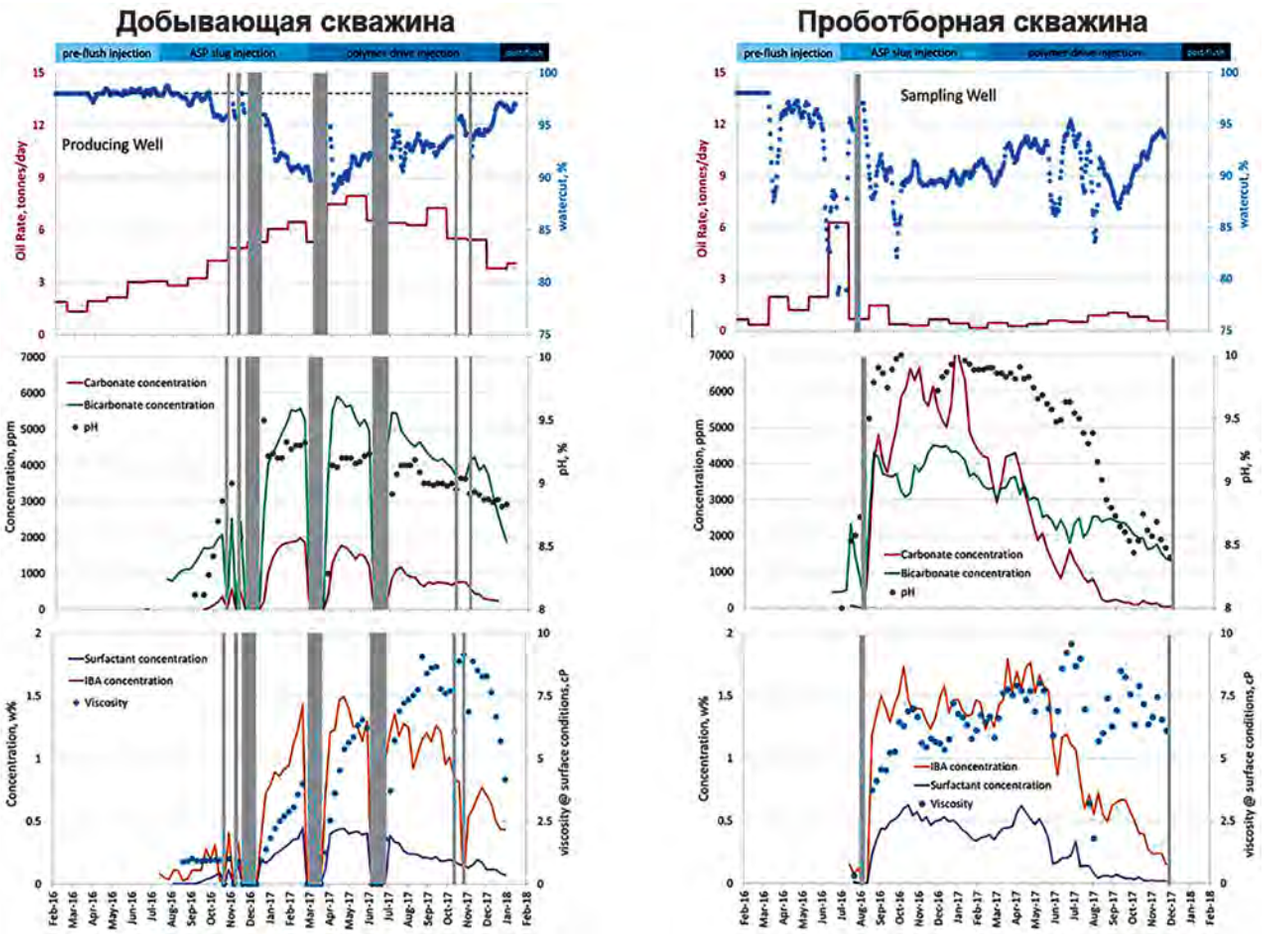


Рис. 10.

Данные добычи для центральной добывающей скважины (слева) и пробоотборной скважины (справа). Верхний ряд – ежемесячный средний дебит нефти (красные линии) и еженедельная средняя обводненность (синие пометки); средний ряд – еженедельные средние концентрации карбонатов (красная линия), бикарбонатов (зеленая линия) и pH (черные маркеры); нижний ряд – еженедельные средние концентрации ПАВ (фиолетовая линия) и изобутилового спирта (желтая линия) и вязкость (голубые линии). Перебои в добыче в связи с отказами ЭЦН, вызванными отложениями карбонатов, показаны серыми прямоугольниками

ряющимся остановками и запусками скважин во время пилотного проекта.

Обобщая, можно сказать, что постоянная закачка всех оторочек велась при разумной скорости в ограниченных условиях гидроразрыва зоны. Оказалось, что размер трещины чувствителен к скорости закачки, и приемистость положительно коррелируется с вязкостью закачиваемой жидкости. Через несколько недель после конечной промывки водой давление закачки продолжало снижаться, а трещина становилась меньше, но не полностью закрылась.

Продуктивность и солеотложение

При влиянии добываемых обратно карбонатов риск неорганических отложений был определен как высокий. Предполагалось, что наиболее интенсивное солеотложение будет наблюдаться, когда раствор АСП составит 20–30% от общего объема добываемой жидкости.

Во время эксплуатации пилота из-за солеотложений отказывали ЭЦН как в центральной добывающей, так и в пробоотборной скважинах. На январь 2018 г. был запущен восьмой насос. После прорыва АСП раствора в добывающую скважину период эксплуатации ЭЦН существенно снизился с 300–400 суток до 5–7 суток в связи с недостаточным ингибированием солеотложения. После корректирующих мер период эксплуатации ЭЦН увеличился до 90–110 суток. Расчеты максимальной скорости образования солеотложения показали, что отложение карбонатов (90% от всех солеотложений) в условиях добывающих скважин месторождения могут достигать 30 кг/сутки, приводя к отказу ЭЦН всего за несколько дней. В отличие от добывающей скважины, в пробоотборной скважине проводилась только одна замена ЭЦН. Сразу после прорыва раствора АСП в эту скважину в ней произошел отказ первого ЭЦН. Второй ЭЦН работал почти 460 суток, но его

производительность упала с начального уровня 25 м^3/сутки до 2–4 м^3/сутки. Такое различие в солеотложении между скважинами можно объяснить разной степенью смешения раствора АСП и пластовой водой.

Для защиты скважин и оборудования от солеотложения были использованы следующие методы:

– постоянное дозирование нейтрального ингибитора солеотложения Gyptron R4601 в затруб скважин; минимальная концентрация ингибитора составляла 100–150 г/т при температуре 85 ºС;

– задавливание кислотным ингибитором солеотложений Gyptron SA1610 для обеспечения защиты погружного оборудования и призабойной зоны; минимальная концентрация ингибитора составляла 60–150 г/т в зависимости от температуры и состава жидкости;

– обработка соляной кислотой (кислотная обработка) в случае солеотложения на ЭЦН.

Все вышеперечисленные методы были опробованы на разных этапах пилотного проекта и в разных комбинациях.

Дозирование ингибитора солеотложения в затруб применялось на начальном этапе АСП заводнения. Но при повышении pH добываемой жидкости выше 8,5 этого стало недостаточно, было сложно постоянно поддерживать концентрацию ингибитора солеотложения выше минимально допустимой. Время работы ЭЦН в таких условиях сократилось до 1–2 недель. Разные формы осадков, которые наблюдались на ЭЦН и в скважинах, представлены на ***рис. 7***. Лабораторные анализы подтвердили, что данные осадки состоят из 50–90% нерастворимых карбонатов, на 1–3% из гидроксида железа, на 1–12% из кислотонерасторимых веществ; кремниевых отложений обнаружено не было.

Для защиты ЭЦН был разработан комплект мер, сочетающий механические и химические методы:

– ЭЦН был установлен на 200–300 м выше перфорации для снижения температуры жидкости внутри насоса и увеличения времени кристаллизации карбонатов;

– несколько продавок кислотного ингибитора солеотложения Gyptron SA1610;

– периодические кислотные обработки (6–10% раствора HCl) работающего ЭЦН после определения снижения эффективности работы насоса (подачи) и наращивания солеотложения (например, неоднородная нагрузка или рост температуры).

Комбинация этих методов показала наибольшую эффективность и позволила увеличить время работы ЭЦН с 5–7 суток до 90–110 суток.

На более поздних этапах закачки полимера и конечной промывки, после снижения щелочности добываемой жидкости, продавки ингибитора солеотложения были приостановлены, поскольку этот метод требовал остановки скважины на 2–3 недели для проведения работ и возвращения скважины в нормальный режим.

Следующие методы были опробованы и признаны неэффективными:

– применение ингибитора солеотложения в специальных подвешенных контейнерах, прикрепленных к ЭЦН, поскольку концентрация ингибитора солеотложения была недостаточной, а время защиты коротким;

– использование ультразвуковых устройств для защиты от солеотложения.

Практика показала, что методы постоянной или периодической закачки ингибитора солеотложения в затрубное пространство легко реализовать, однако контроль концентрации ингибитора солеотложения в целях поддержания уровня выше допустимого минимума был неэффективным.

Программа исследований

Основной частью программы исследований пилотного проекта являются индикаторные (трассерные) межскважинные исследования, при которых на разных этапах проекта закачивались разделяющиеся и неразделяющиеся трассеры. Эти исследования состоят из следующих этапов.

1. Закачка 4 пассивных трассеров в 4 скважины для описания охвата предварительной промывки и 2 разделяющихся трассера в одну скважину для расчета средней нефтенасыщенности в одной четверти ячейки.

2. Закачка 4 пассивных трассеров в 4 скважины на этапе закачки АСП для описания изменений охвата.

3. Закачка 1 пассивного и 2 разделяющихся трассеров в одну скважину для расчета остаточной нефтенасыщенности после закачки АСП.

На первом этапе кривые четырех концентраций трассера различаются, иллюстрируя сильное влияние соседних с пилотным участком скважин. Видно большое влияние нагнетательной скважины IW3, при этом почти не наблюдается влияния нагнетательной скважины IW2, общий вынос по массе ниже 2%, что отличается от изначального допущения равного распределения закачки (***рис. 8***). Правая диаграмма показывает вынос трассеров, закаченных с раствором АСП в условиях, когда две соседние добывающие скважины, оказывающее наибольшее влияние, были остановлены. По сравнению с начальным этапом закачки, нагнетательная скважина IW3 теперь показывает наименьший вынос

Параметры	Значения
Поровый объем пилотного проекта, м^3	40 000
Начальные геологических запасов товарной нефти, т	21 000
Средняя нефтенасыщенность (при бурении скважин)	0,26
КИН до закачки АСП, %	52
Обводненность до закачки АСП (добывающая скважина), %	98
Мин. обводненность во время закачки АСП (добывающая скважина), %	88
Накопленная добыча нефти, т	3600
Достигнутый ΔКИН, %	17

Таблица 2.
Сводная таблица по добыче пилотного проекта

трассера, а также наименьшее время прорыва, а вынос трассера из нагнетательных скважин IW1, IW2 и IW4 становится значительно больше и больше соответствует близости к центральной добывающей скважине. После завершения последнего этапа закачки трассера могут быть установлены объемы охвата.

Нагнетательная скважина IW2 была выбрана для закачки разделяющихся трассеров на этапе предварительной промывки.

На ***рис. 9*** показаны все фоновые температурные диаграммы, записанные в скважинах в течение проекта. Во время предварительной промывки (темно-синяя кривая) меньшая часть продуктивной зоны охлаждалась по сравнению с последующими закачками раствора АСП и полимера, что указывает на увеличение охвата на последних двух этапах. В нагнетательной скважине IW3 такое поведение не наблюдается, что можно объяснить значительным скин-эффектом верхней половины интервала перфораций. Данные расходомера также подтвердили почти нулевую закачку в верхнюю часть продуктивной зоны при каждом промыслово-геофизическом исследовании.

Пилотная ячейка включала в себя также непроперфорированную наблюдательную скважину для наблюдения за изменениями насыщенности. В скважине также отбирался керн с сохранением флюида пласта и проводился каротаж с применением ЯМР-анализатора, в дополнение к стандартному комплексу ГИС в необсаженном стволе.

Целевой отбор керна и использование разных независимых каротажных инструментов применялись для измерения нефтенасыщенности. Средняя нефтенасыщенность 26% была определена в промытой части продуктивной зоны.

Когда началась закачка раствора АСП, в скважине была проведена серия каротажей СО и НЭК для контроля движения фронта нефти через AS11.2. Интерпретация каротажной диаграммы СО приведена на ***рис. 9*** слева, где коричневый цвет показывает повышение нефтенасыщенности, а голубой – снижение нефтенасыщенности. В связи с неоднородностью и вертикальным охватом закачки видно, что фронт нефти движется при разных скоростях. В декабре 2017 г. средняя часть коллектора (2617–2626 м) все еще показывала наличие мобильной нефти. Изменения в профилях насыщенности, выведенные из каротажной диаграммы НЭК (***рис. 9***, справа) не идентичны каротажной диаграмме СО в связи с разным глубинным разрешениям приборов и влиянием изменения минерализации на показания сопротивления. Также, как с каротажной диаграммой СО, насыщенность, выведенная по данным НЭК, доказывает тот факт, что на продвижение фронта нефти сильно влияет вертикальная неоднородность.

Добыча нефти

В отличие от центральной добывающей скважины, пробоотборная скважина была в отработке 1,5 года до начала предварительной промывки. В этом разделе представлено обсуждение данных добычи пилотного проекта на различных этапах.

Период предварительной промывки характеризовался стабильной добычей в обеих скважинах. В связи с проблемами приемистости дебиты были ограничены для поддержания стабильного пластового давления. Производительность пробоотборной скважины была выше ожидаемой: при наименьшем диаметре ЭЦН дебит был 30–40 м^3/сут, т.е. в два раза больше, чем планировалось. После гидроразрыва дебит центральной добывающей скважины увеличился со 100 до 150–200 м^3/сут, при этом для пробоотборной скважины наблюдались лишь незначительные изменения. На ***рис. 10*** показаны данные по добыче нефти из пилотных скважин – видно, что как добывающая, так и проботборная скважина имели обводненность 98% до начала предварительной промывки в феврале 2016 г.

Обводненность жидкости из добывающей скважины оставалась высокой, а в пробоотбор-

Лабораторные тесты
2008
Эксперименты
на образцах керна
2009
Испытание
на одной скважине
2009
Пилотный проект
2012-2017
Полномасштабное
внедрение
2020+
Применение
в западной сибири
2020+
Пилотный проект АСП
Начало закачки – 2015
Первая нефть – 2016
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ НЕФТЬ
ВРЕМЯ
ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ
АСП
ПОЛИМЕР
ЗАВОДНЕНИЕ
Установка АСП
Кустовая
площадка
№ 300
Трубопровод, проекта АСП
Добыто более 3600 т нефти, ΔКИН > 17%
Закачано 180 000 м³ воды
и химических растворов
Добыто 90 000 м³ жидкости
Использовано более 6000 т
химических реагентов
Совершено более 320 грузовых
рейсов
Отработано > 720 000
человеко-часов
38 измеряемых параметров
качества/2700 химических
анализов в месяц/За весь
проект сделано 47500
анализов
70% ДОЛЯ
ХИМИЧЕСКИХ
ВЕЩЕСТВ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ
В РОССИИ
РЕЖИМ
ЭКСПЛУАТАЦИИ 24/7
Блок разделения эмульсий
Установка подготовки нефти
1 Главный корпус – водоподготовка и приготовление растворов соды и полимера
2 Установка по приготовлению раствора ПАВ и насосная станция закачки АСП
3 Резервуарный парк
4 Лаборатория
5 Котельная
6 Артезианские скважины
7 Насосные станции
8 Склады
Салым Петролеум

ной обводненность колебалась. Значительное снижение обводненности наблюдалось в пробоотборной скважине даже до закачки АСП раствора. Этот эффект можно отнести к добыче остаточной мобильной нефти из верхней части пласта AS11.2, на которую повлияло быстрое повышение градиента пластового давления в пилотной ячейке, когда во всех пилотных нагнетательных скважинах был сначала проведен гидроразрыв, а затем – закачка при высокой скорости. Как видно на ***рис. 10***, обводненность в центральной добывающей скважине оставалась стабильной на уровне около 98% в течение всего периода предварительной промывки, что явилось предпосылкой для начала непосредственно закачки раствора АСП в июле 2016 г.

В течение первых нескольких месяцев закачки АСП обе скважины все еще были в стабильном режиме эксплуатации. Однако после прорыва карбонатов сначала в пробоотборной скважине (август 2016 г.), а затем и в добывающей скважине (октябрь 2016 г.) произошли отказы ЭЦН. Как видно на ***рис. 10***, началу возврата содержания нефти сопутствовал прорыв АСП. Это явление отличается от того, что наблюдалось в лабораторных испытаниях, когда существенная часть нефти, мобилизованной раствором АСП, добывалась до прорыва химреагентов (так называемый нефтяной вал). Во время закачки раствора АСП оба добываемых потока содержали значительное количество соды, ПАВ и полимера, что приводило к дальнейшим проблемам с солеотложением, особенно в центральной добывающей скважине в связи с неравномерным распространением фронтов химреагентов от нагнетательных скважин. В добывающей скважине было большое количество отказов ЭЦН, приводящих к продолжительным заменам ЭЦН и капитальным ремонтам с удалением солеотложений. В течение этого периода проект был ограничен по добыче с дебитами 80–100 м^3/сут. Для предотвращения излишней закачки раствора АСП за границы пилотной ячейки скорость закачки была существенно снижена.

В феврале 2016 г. после закачки 1,6 порового объема раствора АСП была начата закачка вязкой оторочки полимера. В течение этого этапа пилотные скважины продолжали добывать значительное количество закачиваемых химреагентов, вызывая отказы ЭЦН в центральной добывающей скважине. По мере закачки дополнительного объема полимерного раствора для вытеснения раствора АСП концентрация добываемых карбонатов падала, что привело к стабилизации режима эксплуатации ЭЦН. Во время закачки раствора АСП адсорбция ПАВ в пласте оказалась меньше, чем прогнозируемое значение. Концентрация ПАВ в добываемой эмульсии превысила 0,1% (~1000 мг/л) уже в ноябре 2016 г. и достигла 0,4–0,45% в апреле-мае 2017 г. Диапазон значений pH (выше 9) и концентрация ИБС выше 0,5% облегчили распределение нефти в воды. АСП эмульсия с ультранизким межфазовым натяжением начала добываться с конца 2016 г.

В декабре 2017 г. после закачки полимерного раствора и полимерного раствора с постоянно снижающейся концентрацией началась конечная промывка. На этом этапе закачки производительность центральной добывающей скважины вернулась к значениям до закачки АСП раствора, что позволило поднять дебит и скорость закачки. Это улучшение можно отнести к низкой мобильности мобилизованного вала нефти и закаченной вязкой оторочке раствора АСП и последующего раствора полимера, которые были вытеснены мобильной водой во время конечной промывки. Кроме этого риск солеотложения был снижен путем проведения превентивных кислотных обработок.

Закачка раствора АСП привела к мобилизации остаточной нефти в ячейке пилотного проекта. В графах верхнего ряда показано снижение обводненности в пробоотборной скважине, а затем в добывающей скважине. В обеих скважинах наблюдалось плато обводненности на уровне 90%. В отличие от поведения обводненности в добывающей скважине, обводненность в пробоотборной показала мобилизацию двух нефтяных валов, что может быть связано с частичной изоляцией верхних и нижних песков целевого пласта и разным вертикальным охватом обоих интервалов. Накопленная добыча нефти на пилотном проекте превысила целевую добычу пилотного проекта на 600 т и достигла 3600 т нефти (***табл. 2***), что эквивалентно более 17% накопленной добычи нефти на основе начальных геологических запасов товарной нефти 21 000 т в пилотной ячейке. Учитывая изначальный КИН в 52% до закачки АСП, итоговый КИН достиг 68%, что является значительным результатом.

Разделение добываемой эмульсии

Добываемая стабильная эмульсия АСП обрабатывалась на блоке разделения эмульсии (БРЭ), который состоит из двух горизонтальных сепараторов с рабочим объемом 35 м^3 каждый, теплообменника для нагрева жидкости до 65 ^{0}C, и двух блоков дозирования химреагентов (деэмульгатора и ингибитора солеотложения). На основе лабораторных испытаний с модельной эмульсией АСП (в которой содержание ПАВ не превышало 900 мг/л) изначально был выбран неионогенный Emulsotron R2601A Класс 6.

В августе-октябре 2016 г., когда содержание ПАВ в эмульсии находилось в диапазоне 0–500 мг/л, разделение проходило эффективно, сепарированная нефть содержала не более 3–5 % воды на выходе из сепаратора второй ступени. Однако, когда концентрация ПАВ превысила 500 мг/л (октябрь 2016 г.), содержание воды в нефти увеличилось до 15–20% с пиками на уровне 90–95 %, таким образом, эмульсия практически перестала разделяться. Качество подтоварной воды также было неудовлетворительным, концентрация нефтепродуктов превышала 2000 мг/л при низкой концентрации ПАВ (100 мг/л). Следует заметить, что все это время влияние полимера на стабильность эмульсии не рассматривалось, поскольку обратный вынос полимера был ограниченным в рассматриваемый период (200–400 мг/л), а вязкость раствора все еще была низкой (< 1 сП) в условиях БРЭ.

Для улучшения процесса сепарации были опробованы многие реагенты (IronGuard-2495, различные катионные ПАВ на основе четвертичных солей аммония, специфические реагенты и т.д.).

Перспективные катионные деэмульгаторы и несколько деэмульгаторов из класса четвертичных солей аммония показали себя как наиболее эффективные. Эмульсия разрушалась в течение 1 ч в лабораторных условиях. В июле-августе 2017 г. промышленная партия катионного деэмульгатора дозировалась на БРЭ с диапазоном концентрации 250–450 г/т эмульсии. Несмотря на то, что пробы, взятые из БРЭ, показали хорошую сепарацию в статических лабораторных условиях, динамические условия внутри сепараторов БРЭ снижали эффективность разделения.

Катионный деэмульгатор испытывался в статических условиях в сепараторе второй ступени БРЭ в течение 24 ч при температуре 46–50 ^{0}C. Было обнаружено, что в статических условиях нефть может быть обезвожена от 77 до 5–9% осадков и воды. Межфазное натяжение в АСП эмульсии после добавления 200–300 г/м^3 катионного деэмульгатора остается очень низким – 0,04–0,1 мН/м, что частично объясняет, почему в статических условиях наблюдается более эффективное разделение. Более того, лабораторные испытания показали, что эффективная дозировка катионного деэмульгатора в основном зависит от отношения концентрации между деэмульгатором и ПАВ в добываемом растворе АСП. Во многих тестах наблюдалось два оптимальных варианта концентрации деэмульгатора, которые обеспечивали хорошую сепарацию.

По результатам пилотного проекта можно сделать заключение о том, что ПАВ с высокими концентрациями (> 500 мг/л) оказывает негативное влияние на разделение нефти и воды. Были определены и протестированы новые деэмульгаторы для разделения нефти и воды при таких высоких концентрациях ПАВ, которые были испытаны в лабораторных и промысловых условиях. Было показано, что в статических условиях можно получить приемлемое качество нефти. В динамических условиях сепарация не наблюдалась. Поэтому можно сделать заключение, что кроме контроля количества выносимого ПАВ, необходимо пересмотреть концепцию БРЭ, даже при переходе к ПАВ-полимерному заводнению.

Выводы

1. Закачка раствора АСП привела к мобилизации остаточной нефти в границах пилотной ячейки. Общая добыча нефти составила 3600 т нефти, что соответствует ΔКИН = 17%.

2. Низкая остаточная нефтенасыщенность до закачки АСП (КИН до закачки АСП ~52%) имела существенное влияние на конечный КИН. Нефтенасыщенность в границах пилотного участка на начало пилотного проекта оказалась меньше, чем ожидалось по данным динамического моделирования, проведенного до окончательного решения об инвестировании проекта.

3. Проект продемонстрировал хорошую долгосрочную приемистость как оторочки раствора АСП, так и раствора полимера в низкопроницаемом (50–200мД) пласте.

4. Отложения карбонатов на ЭЦН представляют основную проблему при эксплуатации. Предлагается убрать щелочь и использовать устойчивые к катионам жесткости ПАВ и полимеры на будущих проектах.

5. В связи с низкой остаточной нефтенасыщенностью, низким потреблением химреагентов и неодновременным подходом валов нефти и фронтов АСП от нагнетательных скважин к центральной добывающей скважине, прорыв нефти, мобилизованной закачкой АСП, и закаченного АСП раствора произошел почти в одно время.

6. Как адсорбция ПАВ, так и расходование соды ниже, чем замеренные значения в 2012–2014 гг. во время лабораторных керновых испытаниях с невосстановленной породой пласта. Результаты новых испытаний по заводнению керна, проведенных с восстановленной породой коллектора, согласуются с результатами пилотного проекта.

7. Проект продемонстрировал плохое разделение нефти и воды на БРЭ при высокой концентрации ПАВ (500 мг/л и выше). Это должно учитываться для коммерческих проектов.

Литература

1. Suijkerbuijk, B.M.J.M., Sorop, T.G., Masalmeh, S.K., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., Skripkin, A., [2014] Low Salinity Waterflooding at West-Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts, SPE 169102.
2. Erke, S.I., Volokitin, I.Y., Edelman, I.Y., Karpan, V.M., Nasralla, R.A., Bondar, M.Y., Mikhaylenko, E.E., Evseeva, M. [2016] Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field, SPE 179629.
3. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М. Методы увеличения нефтеотдачи //Недропользование XXI век. 2015. № 11. С. 102–107.
4. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М., Кольцов И.Н., Скрипкин А.Г. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП //Недропользование XXI век. 2015. № 11. С. 108–113.
5. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezhny M., etc. [2018] Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field- SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE 190382
6. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Кольцов И.Н., Чмуж И.В., Ткачев И.В., Бондарь М.Ю., Михайленко Е.Е., Подбережный М.Ю. Внедрение технологии АСП: Пилотный проект //Недропользование XXI век. 2015. № 11. С. 114–122.
7. Teletzke, G.F., Wattenbarger, R.C., and Wilkinson, J.R. [2010] Enhanced Oil Recovery Pilot Testing Best Practices, SPE 118055.
8. Karpan, V.M., Volokitin, Y.I., Shuster, M.Y. Tigchelaar, W., Chmuzh, I.V., Koltsov, I.N., Tkachev, I.V., van Batenburg, D.W., Faber, M.J., Skripkin, A. [2014] West Salym ASP pilot: Project front-end engineering, SPE 169157.
9. Barnes, J.R. van Batenburg, D.W. Faber, M.J. van Rijn, C.H.T. Geib, S. van Kuijk, S.R. [2015] Quality assurance and controls of surfactants for field scale EOR pilot projects, SPE 177613.
10. Wever, D., Karpan, V., Glasbergen, G., Koltsov, I., Shuster, M., Volokitin, Y., Gaillard, N. and Daguerre, F. [2017] Polymer Injectivity de-risking for the ASP pilot in West-Salym. Paper Th B05 presented at the 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, Stavanger, Norway, 24-27 April.

UDC 622.276.64

M.Y. Shuster, Salym Petroleum Development N.V.[1], ASP Project Manager, Mikhail.M.Shuster@salympetroleum.ru
M.Y. Bondar, Salym Petroleum Development N.V.[1], Lead Chemical Process Engineer, Mikhail.Bondar@salympetroleum.ru
V.M. Karpan, PhD, Salym Petroleum Development N.V.[1], Lead Reservoir Engineer, Volodimir.Karpan@salympetroleum.ru
I.N. Koltsov, Salym Petroleum Development N.V.[1], Lead Production Chemist, igor.koltsov@salympetroleum.ru

[1]6th floor, 31 Novinsky blvd., Moscow, 123242, Russia.

ASP Pilot Project in SPD. Results

Abstract. Salym Petroleum Development (SPD), a 50/50 joint venture between Shell and Russian state oil company Gazprom Neft, develops Salym group of oil fields in West Siberia, including Upper Salym, Vadelyp and West Salym. To reverse oil production decline and increase ultimate oil recovery, the implementation of Enhanced Oil Recovery (EOR) technologies was considered early in the West Salym field life. Several EOR techniques among them Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) flooding were studied. ASP flooding technology was considered the most promising EOR technique for West Salym field conditions. Earlier studies indicated a potential of 15–20% incremental oil recovery due to ASP injection. Laboratory studies were started in 2008 with the surfactant/polymer screening and selection followed by core flooding experiments. In 2009, a successful single–well chemical tracer test was conducted to prove the efficiency of the developed ASP formulation at field conditions. In 2012 a final investment decision was taken to conduct a multi–well pilot. Pilot operation was started in February 2016 with the start–up of the ASP mixing and injection plant. Active injection was completed in January 2018 and the end of production in Q2 2018. Pilot project objectives were achieved. Total incremental oil recovery is about 3600 tn, water cut was reduced from initial 98% to 88%, incremental recovery factor is 17%. Major operation issues were aligned with scaling due to soda using and stabilized water–oil emulsion production. The paper focuses on the pilot performance results, principal operational challenges and strategies to overcome them.

Keywords: EOR; Alkaline–surfactant–polymer flooding; ASP; surfactant; ASP mixing and injection facilities.

References

1. Suijkerbuijk, B.M.J.M., Sorop, T.G., Masalmeh, S.K., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., Skripkin, A., [2014] Low Salinity Waterflooding at West-Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts, SPE 169102.
2. Erke, S.I., Volokitin, I.Y., Edelman, I.Y., Karpan, V.M., Nasralla, R.A., Bondar, M.Y., Mikhaylenko, E.E., Evseeva, M. [2016] Low Salinity Flooding Trial at West Salym Field, SPE 179629.
3. Volokitin Ia.E., Shuster M.Iu., Karpan V.M. ***Metody uvelicheniia nefteotdachi*** [Methods of increasing oil recovery]. ***Nedropol'zovanie XXI vek*** [Subsoil use of the XXI century], 2015, no. 11, pp. 102–107.
4. Volokitin Ia.E., Shuster M.Iu., Karpan V.M., Kol'tsov I.N., Skripkin A.G. ***Laboratornye i polevye ispytaniia zavodneniia ASP*** [Laboratory and field tests of flooding TSA]. ***Nedropol'zovanie XXI vek*** [Subsoil use of the XXI century], 2015, no. 11, pp. 108–113.
5. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezhny M., etc. [2018] Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field- SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE 190382
6. Volokitin Ia.E., Shuster M.Iu., Kol'tsov I.N., Chmuzh I.V., Tkachev I.V., Bondar' M.Iu., Mikhailenko E.E., Podberezhnyi M.Iu. ***Vnedrenie tekhnologii ASP: Pilotnyi proekt*** [Implementation of TSA technology: Pilot project]. ***Nedropol'zovanie XXI vek*** [Subsoil use of the XXI century], 2015, no. 11, pp. 114–122.
7. Teletzke, G.F., Wattenbarger, R.C., and Wilkinson, J.R. [2010] Enhanced Oil Recovery Pilot Testing Best Practices, SPE 118055.
8. Karpan, V.M., Volokitin, Y.I., Shuster, M.Y. Tigchelaar, W., Chmuzh, I.V., Koltsov, I.N., Tkachev, I.V., van Batenburg, D.W., Faber, M.J., Skripkin, A. [2014] West Salym ASP pilot: Project front-end engineering, SPE 169157.
9. Barnes, J.R. van Batenburg, D.W. Faber, M.J. van Rijn, C.H.T. Geib, S. van Kuijk, S.R. [2015] Quality assurance and controls of surfactants for field scale EOR pilot projects, SPE 177613.
10. Wever, D., Karpan, V., Glasbergen, G., Koltsov, I., Shuster, M., Volokitin, Y., Gaillard, N. and Daguerre, F. [2017] Polymer Injectivity de-risking for the ASP pilot in West-Salym. Paper Th B05 presented at the 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, Stavanger, Norway, 24-27 April.

УДК 550.83: 553.98(571.122)

А.И. Тимурзиев
д-р геол.-мин. наук
академик РАЕН
журнал «Глубинная нефть»
главный редактор
проект «Глубинная нефть»
основатель и идейный руководитель
«Кудрявцевские чтения» – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа
Организатор, Председатель Оргкомитета
АО «ЦГЭ»[1]
советник
aitimurziev@cge.ru

Фундаментная нефть Западной Сибири – альтернатива сланцевого сценария развития Западно-Сибирской НГП

Если нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, то в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах
Закон Кудрявцева

[1]АО «Центральная геофизическая экспедиция». Россия, 123298, Москва, ул. Народного ополчения, 38, корп. 3.

В статье рассматриваются представления о строении, составе и нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. Дан критический анализ представлений о генезисе нефти в фундаменте Западной Сибири на основе теории органического происхождения и нисходящей миграции нефти при формировании залежей. Обсуждаются принципы альтернативного неорганического видения проблемы «фундаментной нефти» на основе идей глубинной нефти. Рассмотрены вопросы формирования залежей нефти Западной Сибири; особенности строения и методика поисков и разведки залежей в трещинных коллекторах фундамента; геологические признаки и критерии картирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов вертикальной миграции глубинной нефти. Предложена «Комплексная Программа освоения фундамента Западной Сибири на основе концепции глубинного генезиса УВ».

Ключевые слова: строение фундамента Западной Сибири; фундаментная нефть; глубинный генезис нефти; перспективы нефтегазоносности фундамента; методы поисков фундаментной нефти; «Комплексная Программа освоения фундамента Западной Сибири»

Дословно провидческое заключение Н.А. Кудрявцева, сформулированное им еще в 1967 г. и ставшее законом благодаря его всеобъемлющему подтверждению в практике нефтепоисковых работ во всем мире, звучит так [17]: «*Во всех без исключения нефтегазоносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве, они найдутся и во всех нижележащих горизонтах (хотя бы в виде следов миграции по трещинам), совершенно независимо от их состава и содержания в них органического вещества, в том числе и в кристаллическом или метаморфическом фундаменте; в тех горизонтах, в которых имеются коллектора и ловушки, возникают промышленные залежи*».

По сути, закон Кудрявцева является теоретическим основанием по реализации авторской Программы освоения фундаментной нефти Западной Сибири, озвученной нами на XVII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (Ханты-Мансийск, 11–15 ноября 2013 г.). Закон Кудрявцева является научным руководством для начала массового разворота геологоразведочных работ на изучение геологии, нефтегазоносности и ресурсного потенциала доюрского фундамента, нового высокоперспективного нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской НГП.

Как известно, первый фонтаны газа (Берёзовский район, 21 сентября 1953 г., скв. № 15) и нефти (Шаимский район, 21 июня 1960 г., скв. № 6-Р) в Западной Сибири были получены из доюрского складчато-метаморфического и кристаллического фундамента, представленного на Берёзовском месторождении биотитовыми и биотит-роговообманковыми гнейсами верхнего протерозоя, инъецированными гранитами, а на Мулымьинской площади Шаимского мегавала – кристаллическими породами палеозоя.

Несмотря на длительную историю обсуждения и впечатляющие открытия залежей нефти и газа в фундаменте, несмотря на то, что первая нефть Западной Сибири была фундаментной, в нашей стране не произошло ни революционного перелома в умах геологов-нефтяников в вопросах генезиса углеводородов, ни активизации ГРР на поиски глубинной фундаментной нефти. Причиной такого неудовлетворительного положения теории и практики поисков фундаментной нефти является господство в умах геологов-нефтяников, а теперь уже и менеджеров нефтяных компаний, теоретических воззрений на органическое происхождение УВ, сдерживающих развитие научных исследований и практики ГРР по освоению этого НГК.

В качестве альтернативы можно привести пример воплощения идей глубинного генезиса нефти, приведшего к открытию в 1985 г. крупной зоны нефтегазонакопления в кристаллическом фундаменте на северном борту Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) по программе поисков нефтяных и газовых залежей в кристаллическом фундаменте, разработанной на Украине в советское время под руководством академика В.Б. Порфирьева [21]. Согласно устному сообщению В.А. Краюшкина, при размерах этой зоны 35–50 км в ширину и более 400 км в длину, здесь выявлено до 50 месторождений нефти и газа в фундаменте, в том числе гигантское Марковское, с запасами до 100 млн т. Газ и нефть с дебитами 3 млн м^3/сут и 350 т/сут фонтанируют из амфиболитов и плагиогранитов кристаллического фундамента.

Для Западной Сибири, большинство крупнейших месторождений которой давно вступило в позднюю стадию разработки, а новых крупных открытий, способных поддержать достигнутый уровень добычи нефти и газа, на основе руководящей геологоразведочным процессом теории органического происхождения УВ не ожидается. Сегодня единственной альтернативой стагнации ТЭК Западной Сибири и страны в целом является программа освоения фундаментной нефти на основе теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса УВ. Осуществляемые различными научными организациями страны работы по оценке перспектив нефтегазоносности фундамента Западной Сибири на основе теории органического происхождения нефти, являются не более чем дискредитацией идей глубинной фундаментной нефти с ничтожными для нефтегазовой теории и практики результатами исследований.

Представления о строении и составе фундамента Западной Сибири

Без достоверных представлений о природе и составе фундамента поиски фундаментной нефти Западной Сибири обречены затянуться на десятилетия и не оправдать вложения сколь-либо эффективным раскрытием недр и отдачей их скрытого потенциала.

Приведем два альтернативных представления на состав и возраст фундамента Западной Сибири, напрямую определяемых воззрениями на генезис УВ и, таким образом, косвенно определившим ход развития и геологической мысли и практики поисков фундаментной нефти.

Согласно неорганическим воззрениям на генезис УВ [22], на раннем этапе освоения перспективы нефтегазоносности Западной Сибири

ограничивались осадочным комплексом. Подстилающий фундамент, представленный Pz отложениями, резко отличающийся от Mz-Kz покрова интенсивной дислоцированностью, высоким метаморфизмом и обилием вулканогенных и магматических пород, рассматривался бесперспективным. И не только в нефтяной геологии, но и в общегеологической практике утвердилось представление о палеозойском фундаменте Западной Сибири. Палеозойский комплекс назывался «фундаментом», например, в работах В.Д. Наливкина (1965).

Положение дел изменилось после знаменитого Малоичского фонтана, показавшего, что не только газ, но и нефть могут образовывать в фундаменте промышленные залежи. Термин «фундамент» с этого времени не встречается в работах западносибирских геологов, появились «пара-фундамент», «переходный, промежуточный, тафрогенный комплекс» и др. определения.

В современном представлении нефтяников, разделяющих представления об органическом (полигенном) происхождении УВ [12], доюрский комплекс Западной Сибири состоит из переходного (промежуточного) подкомплекса (верхняя пермь – триас), складчатого основания (палеозой), консолидированного (архей – протерозой – палеозой) и субокеанического (триас) в центре Западно-Сибирского бассейна, фундамента. Как видим, во избежание признания глубинного генезиса УВ, помимо включения в состав «фундамента» так называемого переходного (промежуточного) подкомплекса, мы имеем дело с необоснованным усложнением представлений на природу и состав «фундамента» Западной Сибири. Понятно, что для практики нефтяной геологии такие представления запутаны и вредны.

Наши представления на природу и состав «фундамента» Западной Сибири сводятся к следующему. В состав осадочного выполнения (платформенный чехол) входят исключительно породы до подошвы нижней юры включительно. Никакого переходного (пермо-триасового) комплекса в составе осадочного чехла, по нашему представлению, не существует. Ниже нормально осадочного, недислоцированного и неинтрудированного выполнения осадочных бассейнов Западной Сибири (платформенного чехла), мы выделяем двухъярусный (двучленный) фундамент, образующий верхнюю часть консолидированной коры в составе верхнего герцинского складчатого комплекса (палеозойский складчатый фундамент) и нижнего докембрийского кристаллического основания (кристаллический фундамент).

Таким образом, в состав молодой Западно-Сибирская эпигерцинской плиты входит три структурных комплекса (этажа). Нижнюю часть разреза слагает двухъярусный фундамент, представленный интрудированными, регионально метаморфизованными и интенсивно дислоцированными докембрийскими (кристаллический фундамент) и интрудированными, слабо метаморфизованными и дислоцированными палеозойскими (складчатый фундамент) породами различного возраста и гетерогенного состава. Докембрийский кристаллический фундамент со стратиграфическим и угловым несогласием перекрывает комплекс герцинского складчатого фундамента, включаемого органиками и обслуживающими их тектонистами в состав промежуточного структурного этажа (ПСЭ) или тафрогенного комплекса платформенного чехла, представленного эффузивно-осадочной толщей пермо-триаса.

Герцинский складчатый фундамент имеет гетерогенный состав и сложен метаморфическими и/или в различной степени метаморфизованными осадочными породами (глинистые сланцы, орто- и метасланцы, карбонатные породы), прорванными интрузиями основного и кислого состава (магматические серии андезито-базальтов, интрузии гранитов, базитов и ультрабазитов). Наконец, венчают разрез земной коры нормально-осадочные неинтрудированные и неметаморфизованные терригенные породы мезозойско-кайнозойского чехла, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и глин юрской, меловой и палеоген-неогеновой систем, перекрытых четвертичными нелитифицированными осадками.

Таким образом, говоря о фундаментной нефти Западной Сибири, мы будем говорить о доюрском складчато-кристаллическом фундаменте в полном его стратиграфическом объеме.

Общие сведения о нефтегазоносности фундамента

Установление промышленной нефтегазоносности базальных континентальных отложений осадочного чехла и фундамента в пределах более чем 50 нефтегазоносных ОБ Земли является не только прямым доказательством глубинного абиогенного происхождения нефти, но и свидетельством огромного потенциала этого глобального в масштабах Земли НГК, сопоставимого и даже превышающего потенциал чехла ОБ (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др.). Так, по данным В.А. Краюшкина [9], в пределах около 450 открытых к 2000 г. месторождений в фундаменте ОБ, сосредоточено почти 3,3 трлн м^3 газа и более 20,5 млрд т нефти, что составляло почти 15% в мировом балансе запасов нефти и газа в 2000 г. Невероятно,

но 15% общемировых разведанных запасов УВ сосредоточено в фундаменте! Это фантастика, учитывая, что практически все месторождения в фундаменте открыты случайно, а объем поисково-разведочного бурения в фундаменте на 6 порядков меньше, чем в осадочном чехле.

Совершенно очевидно, что лидеры теории органического происхождения нефти дезинформируют мировую общественность, замалчивая этот факт. В научной литературе содержатся данные о том, что 99% нефти и газа связаны с осадочными породами, что и служит по представлениям органиков, главным аргументом в пользу их органического происхождения. Так, например, Н.Б. Вассоевич и Г.А. Амосов в статье [5] пишут: «*Огромное большинство нефтяных залежей и сколько-нибудь значительных нафтидопроявлений (по-видимому, не менее 99%) приурочено к осадочной оболочке Земли – стратисфере. В случае нахождения нефти (или вообще нафтидов) в сильно метаморфизованных, метаморфических и магматических породах обычно удается отчетливо установить ее вторичность, аллохтонностъ, а также то, что первоисточником УВ являлись нормальные осадочные породы*». Н.Б. Вассоевичу вторят все идейные последователи органического происхождения УВ.

Особенностью месторождений в фундаменте ОБ, вопреки общепринятым представлениям, основанным на элементарном незнании и замалчивании официальной наукой фактов, является исключительное богатство и продуктивность скоплений фундаментной нефти (***табл. 1***).

Для понимания того, что представляют собой объекты фундаментной нефти в сравнении с объектами сланцевой нефти, приведем наиболее типичные признаки и параметры залежей нефти и газа в фундаменте: большие запасы (Хасси-Муссауд – 3,6 млрд т); высокая плотность запасов; большие объемы добычи нефти, достигающие сотни миллионов тонн; огромная высота залежей (Белый Тигр – 1,5–2 км); высокие дебиты скважин и фонтанный способ добычи (скв. 4 Ренью – 4600 т/сут); высокая рентабельность и экономическая эффективность освоения.

Таким образом, можно подытожить: 1) залежи нефти и газа в фундаменте ОБ известны почти во всех странах мира и до недавнего времени открывались случайно; 2) фундамент – высокоэффективный резервуар неисчерпаемых ресурсов мантийной неорганической нефти; 3) ресурсную базу фундамента никто и никогда не оценивал на генетической основе – препятствием служит господствующая теория органического происхождения нефти.

Освоение фундаментной нефти связано с большими глубинами и предполагает изучение глубокопогруженных горизонтов ОБ, тормозом чего, опять же, выступает теория органического происхождения нефти. В условиях, когда в мире в большом количестве (***табл. 2***) открываются крупные и гигантские месторождения УВ в пределах разновозрастных ОБ Земли значительно ниже главной фазы нефтеобразования – ГФН (1,5–3,5 км) на глубинах 8–10,5 км, «запрещенных» органической теорией происхождения нефти, требуется директивный переход на подсчет прогнозных ресурсов УВ и осуществление поисков нефти и газа в России на глубинах, значительно превышающих 7 км, что является предельной глубиной, до которой традиционно рассчитываются величины прогнозных ресурсов УВ в России [29, 31].

За чертой изученности и по сути брошенными, выведенными из процесса освоения остались огромные территории европейской части и юга России в интервале глубин залегания осадочного чехла ниже 3 км, редко – 5 км (***рис. 1***), а также фундамент всех ОБ по всей их площади, включая складчатое обрамление и выходы щитов на поверхность. Огромные территории Московской синеклизы и другие территории России с маломощным или сильно дислоцированным и метаморфизованным чехлом выведены из планов ГРР и активных поисково-разведочных работ, не имея перспектив на открытие новых месторождений в рамках органической теории происхождения нефти (**рис. 2**).

Таблица 1.

Запасы крупнейших месторождений нефти и газа в фундаменте

Месторождение	Страна	Запасы
Пис–Ривер	Канада	> 8 млрд т
Ауджила	Ливия	~ 600 млн т
Белый Тигр	Вьетнам	> 600 млн т
Ла–Пас	Венесуэла	> 200 млн т
Пенхендл	США	> 2200 млн т.у.т.
Уилмингтон	США	400 млн т
Кармополис	Бразилия	150 млн т
Ренджин	Китай	160 млн т
Джатибаранг	Индонезия	~ 100 млн т
Гиджеалла	Австралия	~ 150 млрд м^3

Если в рамках традиционного «сланцевого» сценария развития ТЭК России, основанного на органической теории происхождения нефти, главные источники ВМСБ УВ-сырья являются нетрадиционные источники УВ (глинисто-сланцевые породы – неколлектора нефтематеринских пород: хадумиты, баженитыи, доманикиты), связанные с традиционными структурными условиями (впадины и прогибы), то в рамках альтернативного «фундаментного» сценария, основанного на неорганической теории, это традиционные источники УВ (традиционная, легкоизвлекаемая нефть) в нетрадиционных структурных условиях (фундамент ОБ, склоны щитов и антиклиниориев, горно-складчатые области, моноклинали, синеклизы, другие нетрадиционные структурные элементы за пределами ОБ).

Ограничимся перечнем основных генетических типов объектов и контролируемых ими залежей, определяющих нетрадиционные направления ГРР с традиционной (легкоизвлекаемой) нефтью в нетрадиционных структурных условиях:

– антиклинальная нефть (нефть антиклинальных ловушек в и за пределами ОБ);

– неантиклинальная нефть (нефть неантиклинальных ловушек в и за пределами ОБ);

– моноклинальная нефть (нефть моноклинальных склонов);

– синклинальная нефть (нефть синклинальных ловушек);

– фундаментная нефть (нефть складчатого и кристаллического фундамента);

– присдвиговая нефть (приразломная нефть);

– поднадвиговая нефть (нефть поднадвиговых автохтонных ловушек);

– горная нефть (нефть горно-складчатых областей);

– глубокозалегающая нефть (нефть глубоких горизонтов чехла до 20 км и более);

– коромантийная нефть (нефть коромантийных волноводов, нефть срединно-океанических хребтов и океанического базальтового слоя).

Ресурсный потенциал нетрадиционных направлений ГРР, продемонстрированный выше (***таб. 1***, ***2***), охарактеризуем на примере Западно-Канадского НГБ. Суммарные геологические запасы нефтяных песков Атабаски, Уобаски, Колд-Лейк и Пис-Ривер (гигантские неантиклинальные скопления на моноклинальном склоне Канадского щита) согласно данным Министерства энергетики Канады оцениваются в 480 млрд т. Здесь же, но глубже, в нижнекаменноугольных – девонских известняках и доломитах, залегают 215 млрд т нефти месторождения «Карбонатный Треугольник», а вниз по падению осадочной толщи уже в месторождениях

	Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т
1	Луций (газонефтяное)	6100	**60.0**
2	Оигер (нефтяное)	6100	**29.5**
3	Марс (газонефтяное)	3050-6100	**94.0**
4	Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайю Айленд (нефтяное)	305-6100	**460.0**
5	Миссисипи Каньон-941 (газонефтяное)	6113	–
6	Трайдент (нефтяное)	6253	**109.5**
7	Дрожки (нефтяное)	6463	**12.0**
8	Фудзи (нефтяное)	6466	**11.5**
9	Мергансер (газовое)	6487	**11.5**
10	Мираж (нефтяное)	6632	**17.0**
11	Мэд Дог (газонефтяное)	6832	**60.0**
12	Рэд Хок (газовое)	7042	**14.0**
13	Рэдрокк (газонефтяное)	7126	**13.0**
14	Телемарк (газонефтяное)	6100-7320	–
15	Блайнд Фейт (газонефтяное)	7412	**14.0**
16	Макарони (газонефтяное)	7478	**10.5**
17	Дэвилз Айленд (газонефтяное)	7480	–
18	Мишн (нефтяное)	7625	**7.5**
19	Юджин Айленд-330 (газонефтяное)	1281-7625	**160.0**
20	Чэмплейн (газонефтяное)	5764-7625	**12.5**
21	Биг Фут (нефтяное)	7664	–
22	Бушвуд (газовое)	7716	–
23	Каскад (нефтяное)	7732	–
24	Тонга Уэст (нефтяное)	7832.5	**27.5**
25	Таити (газонефтяное)	7995	**70.0**
26	Чингиз Хан (нефтяное)	8003	–
27	Озона Дип (нефтяное)	8037	**17.0**
28	К-2 Норт (нефтяное)	8144	**14.0**
29	Льяно (газонефтяное)	8159	**33.5**
30	Тандер Хорс Норт (газонефтяное)	6640-8235	**68.5**
31	Мэнса (газонефтяное)	8320	**28.5**
32	Шеньцзы (нефтяное)	8320	**55.0**
33	Пэтфайндер (нефтяное)	8540	–
34	Дэйви Джонс (газонефтяное)	8620	**45.0**
35	Тандер Хорс Саут (газонефтяное)	6634-8672	**130.0**
36	Гейдельберг (нефтяное)	8692.5	**14.0**
37	Стоунс (нефтяное)	8711	–
38	Джек (нефтяное)	8845	**68.5**
39	Дэс Бамп (нефтяное)	8862 (ВНК)	–
40	Сен-Мало/Дэйна Пойнт (нефтяное)	8862 (ВНК)	–
41	Ганфлинт (нефтяное)	8930	–
42	Бакскин (нефтяное)	8960	–
43	Фрисиэн (нефтяное)	8971	–
44	Сизар (нефтяное)	9065	**27.5**
45	Шенандоа (нефтяное)	9150	**685-2055**
46	Джулия (нефтяное)	9500	–
47	Кодяк (нефтяное)	9501	–
48	Вито (нефтяное)	9760	–
49	Пони (нефтяное)	9897	**60.0**
50	Каскида (газонефтяное)	9912	**475.0**
51	Блекберд Уэст (газонефтяное)	10 064	**85.0**
52	Нотти Хэд (нефтяное)	10 428	**68.5**
53	Безымянное аварийное (нефтяное)	10 500	**550.0**
54	Тайбер (нефтяное)	10 692	**475.0**

Таблица 2.
Сверхглубокие газовые и нефтяные месторождения Мексиканского залива (по данным В.А. Краюшкина)

Примечание. Всего в таблице представлено 54 месторождения с запасами 4,11–5,48 млрд т нефтяного эквивалента на глубинах от 6100 м до 10700 м, намного ниже ГЗН, согласно органической теории

Милк-Ривер и Дип-Бэйсн – еще, соответственно, 225 млрд м^3 и 12,5 трлн м^3 природного газа в условиях синклинального залегания.

Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири – различные взгляды

В интервью Агентству нефтегазовой информации о перспективах разработки баженовской

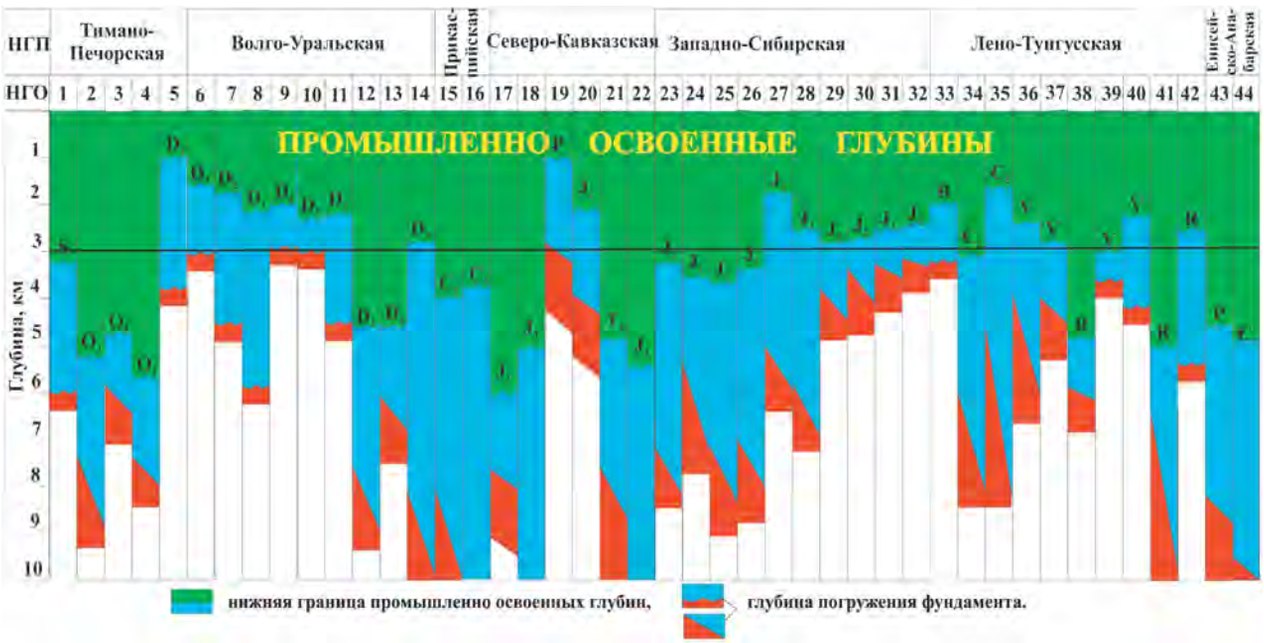


Рис. 1.

Глубины освоенности основных НГП России (по данным АО «КамНИИКИГС»). Нефтегазоносные области: I – Ижма-Печорская, 2 – Печоро-Колвинская, 3 – Хорейвер-Морейюская, 4 – Северо-Предуральская, 5 – Тиманская, 6 – Коми-Пермяцкая, 7 – Пермско-Башкирская, 8 – Верхнекамская, 9 – Южно-Татарская, 10 – Мелекесская, 11 – Средневолжская, 12 – Бузулукская, 13 – Оренбургская, 14 – Южно-Предуральская, 15 – Западно- и Северо-Прикаспийские, 16 – Астраханско-Калмыцкая, 17 – Западно-Предкавказская, 18 – Западно-Кубанская, 19 – Центрально-Предкавказская, 20 – Кряжа Карпинского, 21 – Восточно-Предкавказская, 22 – Терско-Каспийская, 23 – Ямальская, 24 – Гыданская, 25 – Надым-Пурская, 26 – Пур-Тазовская, 27 – Приуральская, 28 – Фроловская, 29 – Среднеобская, 30 – Каймысовская, 31 – Васюганская, 32 – Пайдугинская, 33 – Анабарская, 34 – Северо-Тунгусская, 35 – Южно-Тунгусская, 36 – Байкитская, 37 – Катангская, 38 – Присаяно-Енисейская, 39 – Ангаро-Ленская, 40 – Непско-Ботуобинская, 41 – Западно-Вилюйская, 42 – Северо-Алданская, 43 – Предверхоянская, 44 – Вилюйская. В большинстве регионов с большой мощностью осадочного чехла (до 8 и более км) добыча нефти и газа ведется до глубины 3–4 км.

свиты, а также о будущем нефтегазовой отрасли в Западной Сибири на вопрос «Каковы перспективы освоения других трудноразведываемых и трудноизвлекаемых запасов, например доюрского комплекса?» академик А.Э. Конторович рассказал: «*Я считаю, что доюрский комплекс не так перспективен, как некоторым кажется. Где есть нефть, там ее открывают*. Разговоры о доюрских отложениях идут с 30-х годов прошлого века. С 1964 года провели множество программ по палеозою, но *до сих пор не открыто ни одного крупного месторождения*. Споры идут до сих пор, один из сторонников палеозойской нефти – академик Андрей Трофимук, выдающийся ученый. Много о палеозойской нефти сказал известный геолог Николай Запивалов. Но мы за последнее десятилетие выполнили огромную геологическую работу и с керном, скважинным материалом и сейсмическими данными. Все это приводит нас к выводу, что *палеозой в Западной Сибири если и будет перспективным, то только на востоке, на границе с Красноярским краем*» [1].

Согласно данным, обобщенным А.Н. Дмитриевским, В.Л. Шустером и др. [19], «в палеозойских отложениях выявлено около 100 нефтегазопроявлений и открыто 49 залежей: 23 – в Васюганской, 16 – в Приуральской, 4 – в Красноленинской НГО. В кровле фундамента открыто 11 залежей в Приуральской, 4 – в Красноленинской НГО». Со ссылкой на [9] утверждается, что «в Васюганской НГО в отложениях юры – палеозоя залежи нефти образовались за счет прилегания всех горизонтов юры к выступам фундамента. Открытые залежи нефти и газа в основном мелкие и реже – средние по запасам».

В работе [12] А.Н. Дмитриевский и В.Л. Шустер приводят «совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений нефти и газа в породах фундамента: наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных РОВ осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка для формирования и сохранения УВ в залежи», свидетельствующих об органических воззрениях на генезис УВ в фундаменте Западной Сибири и нисходящую (комбинированную:

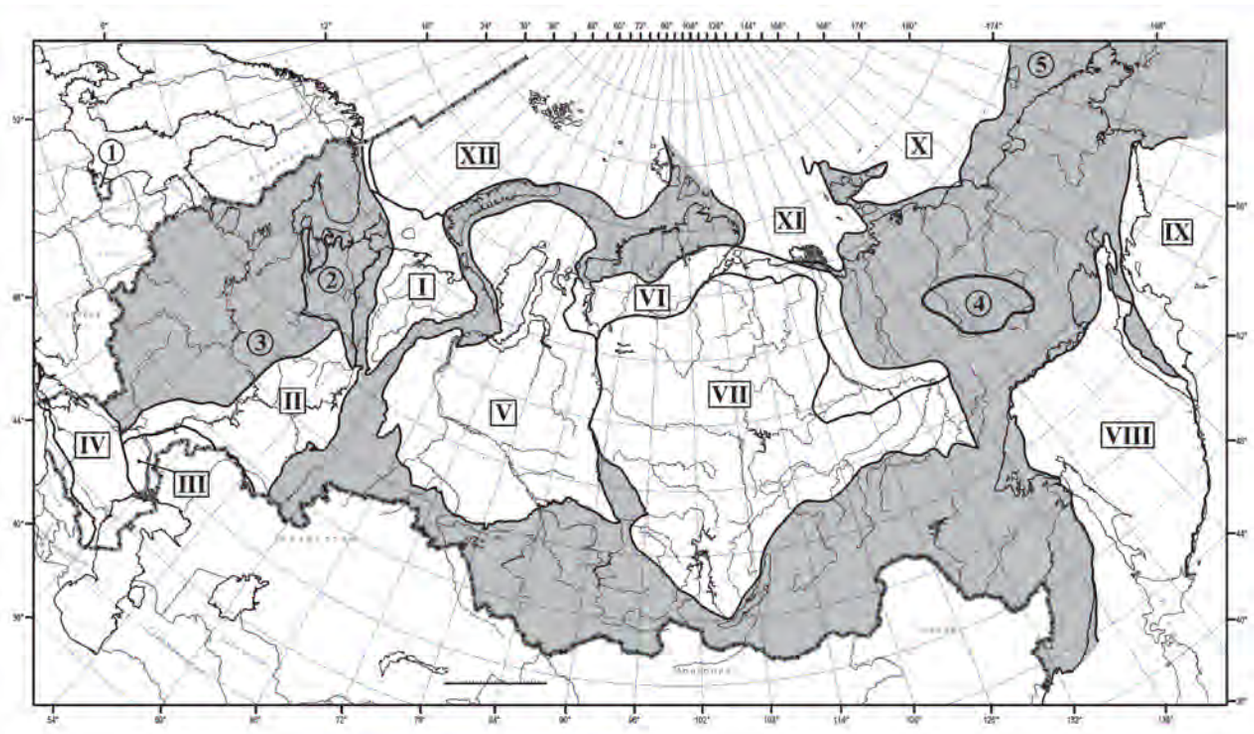


Рис. 2.
Нефтегазогеологическое районирование территории и акваторий России (В.Б. Арчегов, 2014). Римские цифры в квадратах – нефтегазоносные провинции (НГП): I – Тимано-Печорская, II – Волго-Уральская, III – Прикаспийская, IV – Северо-Кавказско-Мангышлакская, V – Западно-Сибирская, VI – Хатангско-Вилюйская, VII – Лено-Тунгусская, VIII – Охотская, IX – Притихоокеанская, X – Восточно-Арктическая, XI – Лаптевская, XII – Баренцево-Карская. Арабские цифры в кружках – отдельные перспективные нефтегазоносные (ПНГО) и нефтеносные области (НО): 1 – Балтийская НО, 2 – Мезенская ПНГО, 3 – Московская ПНГО, 4 – Момо-Зырянская ПНГО, 5 – Южно-Чукотская ПНГО

латерально-нисходящую) миграцию при формировании их залежей.

Однако еще в 1981 г. работами украинской школы неоргаников [22] проблема нефтегазоносности фундамента Западной Сибири рассматривалась совершенно иначе. По результатам выполненного обобщения к этому времени было установлено, что в Западной Сибири на 120 площадях установлены промышленные притоки нефти и газа (97 площадей) и нефтегазопроявления (23 площади). Открыто 58 месторождений в породах фундамента: 36 нефтяных и 22 газовых. При этом 40 из 58 месторождений находится в магматических и сильно метаморфизованных породах фундамента. В остальных 18 коллекторах – метаморфизованные образования доюрского комплекса.

Памятуя, что согласно [19], открытые в фундаменте Западной Сибири залежи нефти и газа в основном мелкие и реже – средние по запасам, приведем в опровержение данные по Рогожниковскому месторождению. Запасы нефти на 1 января 2011 г. составили 145,9 млн т нефти по категории C_1, 250,3 млн т по категории C_2 и 32,1 млн т по категории C_3; суммарные запасы по категориям $C_1 + C_2 + C_3$ составили 428,3 млн т нефти, что в соответствии с градацией месторождений (залежей) нефти и горючих газов по величине извлекаемых запасов (Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов) позволяет отнести Рогожниковское месторождение к крупному по категории C_1 и уникальному по категории $C_1 + C_2$.

Газоконденсатные залежи в палеозойском комплексе Новопортовского месторождения (п-ов Ямал) свидетельствуют о промышленной нефтегазоносности доюрского фундамента на всей территории Западно-Сибирской НГП.

Таким образом, в условиях отсутствия программы изучения и целенаправленного освоения доюрского комплекса количество и масштабы случайно открытых в фундаменте Западной Сибири залежей нефти и газа позволяют отнести его к богатейшему, промышленно нефтегазоносному комплексу, освоение которого искусственно сдерживается усилиями органиков, осуществляющих информационную блокаду и определяющих стратегию и тактику освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири.

Сегодня ставка на бажен, закрепленная в Стратегии развития ТЭК-2035, является не просто данью моде и заимствованием амери-

канского опыта (примером экспорта «сланцевой революции», растиражированной СМИ), а политикой заинтересованного в освоении бюджетных средств научного генералитета от официально-директивной органической нефтегазовой науки, обслуживающей ТЭК страны.

Данные по распределению запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП, опубликованные в работах [4, 13], позволяют оценить долю и место доюрского комплекса в общем ресурсном потенциале Западно-Сибирской НГП. Согласно [4, 13], большая часть начальных ресурсов нефти сосредоточена в неокомском комплексе – примерно 50% от всех ресурсов нефти провинции. Вторым по значимости является нижне-среднеюрский комплекс – чуть менее 20%. Верхнеюрский (васюганский) комплекс содержит около 10%, баженовский – 8% и апт-альб-сеноманский – 7%. Начальные ресурсы свободного газа распределены следующим образом: в апт-альб-сеноманском комплексе сосредоточено 50% начальных ресурсов, в неокомском – почти 30%, в нижне-среднеюрском комплексе – более 12% (***рис. 3***). Как видно, на долю доюрского (палеозойского) комплекса в расчетах [4, 13] отводится не более 5% начальных ресурсов нефти и 8% газа. Таким образом, согласно официальным оценкам прогнозных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП, выполненным на основе методических подходов и положений органической теории, ресурсный потенциал доюрского комплекса по нефти почти вдвое ниже потенциала верхнеюрского (васюганского), баженовского или апт-альб-сеноманского комплекса (***рис. 3***).

Представления о генезисе нефти в фундаменте Западной Сибири

Рассмотрим несколько примеров наиболее типичных взглядов и представлений о генезисе нефти и газа в фундаменте Западной Сибири. Начнем с цитированной уже работы А.Н. Дмитриевского, В.Л. Шустера и др. [19]. Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил авторам присоединиться к точке зрения ученых [8], считающих, что основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облекающих фундамент или примыкающих к нему.

Существует и иная точка зрения – о полигенной природе источника нефти [19]: «Нефтегазообразование возможно как в собственно палеозойских отложениях, где обнаружены УВ скопления *in situ*, так и в юрских нефтематеринских осадочных породах, облекающих выступы фундамента. Границы нефтегазоносного комплекса фундамента контролируются сверху надежным флюидоупором, нижнее ограничение залежи контролируется … нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту. По геохимическим данным, максимальные глубины вероятного обнаружения УВ скоплений в пределах фундамента Шаимского, Красноленинского и Березовского НГР составляют 3200 м – для нефти и 4050 м – для ГЗК».

Приведенные представления авторов [19] о генезисе нефти и газа в фундаменте Западной Сибири являются очень вредными для нефтяной геологии и практики, т.к. ограничивают поиски фундаментной нефти глубинами распространения эфемерных зон (или фаз) нефте- и газообразования (ГЗН, ГЗГ или ГФН, ГФГ) в осадочном чехле и экстраполяцией этих глубин на контактирующие с чехлом выступы фундамента. Вариант *in situ* мы не рассматриваем, т.к. другого интереса, кроме исторического, этот вариант происхождения нефти не представляет. Добавим, что рассматривать палеозойские отложения в качестве нефтематеринских нельзя по двум причинам: степень метаморфизма пород не позволяет, но, даже допуская генерацию УВ палеозойскими отложениями, признаем, что их скопления были бы уничтожены на этапе герцинского диастрофизма.

О.А. Шнип, при обосновании критериев наличия зон нефтегазообразования приводит несколько точек зрения относительно способов образования промышленных скоплений УВ в породах фундамента [34]: 1) УВ образовались в нефтематеринских осадочных породах горизонтов чехла, примыкающих к выступам основания; впоследствии эти УВ перетекли в трещиноватые и кавернозные зоны фундамента; 2) УВ сформировались неорганическим путем в земной коре; 3) УВ образовались при термической переработке ОВ первично-осадочных пород в зонах субдукции или рифтогенеза. При этом расстояние возможной миграции УВ от мест их образования до мест аккумуляции оценивает, ссылаясь на В.П. Гаврилова, в первые сотни километров. Таким образом, по [34] одним из критериев оценки перспектив нефтегазоносности фундамента является наличие зон нефтегазообразования (в осадочном чехле – *АИТ*) на доступном для миграции УВ расстоянии.

Эти представления так же типичны, как и вредны, для оценки перспектив нефтегазоносности пород фундамента в интерпретации органиков, поскольку требуют признания нефтесборных площадей в сотни тысяч квадратных километров, существование которых для низкопроницаемых толщ палеозоя и континен-

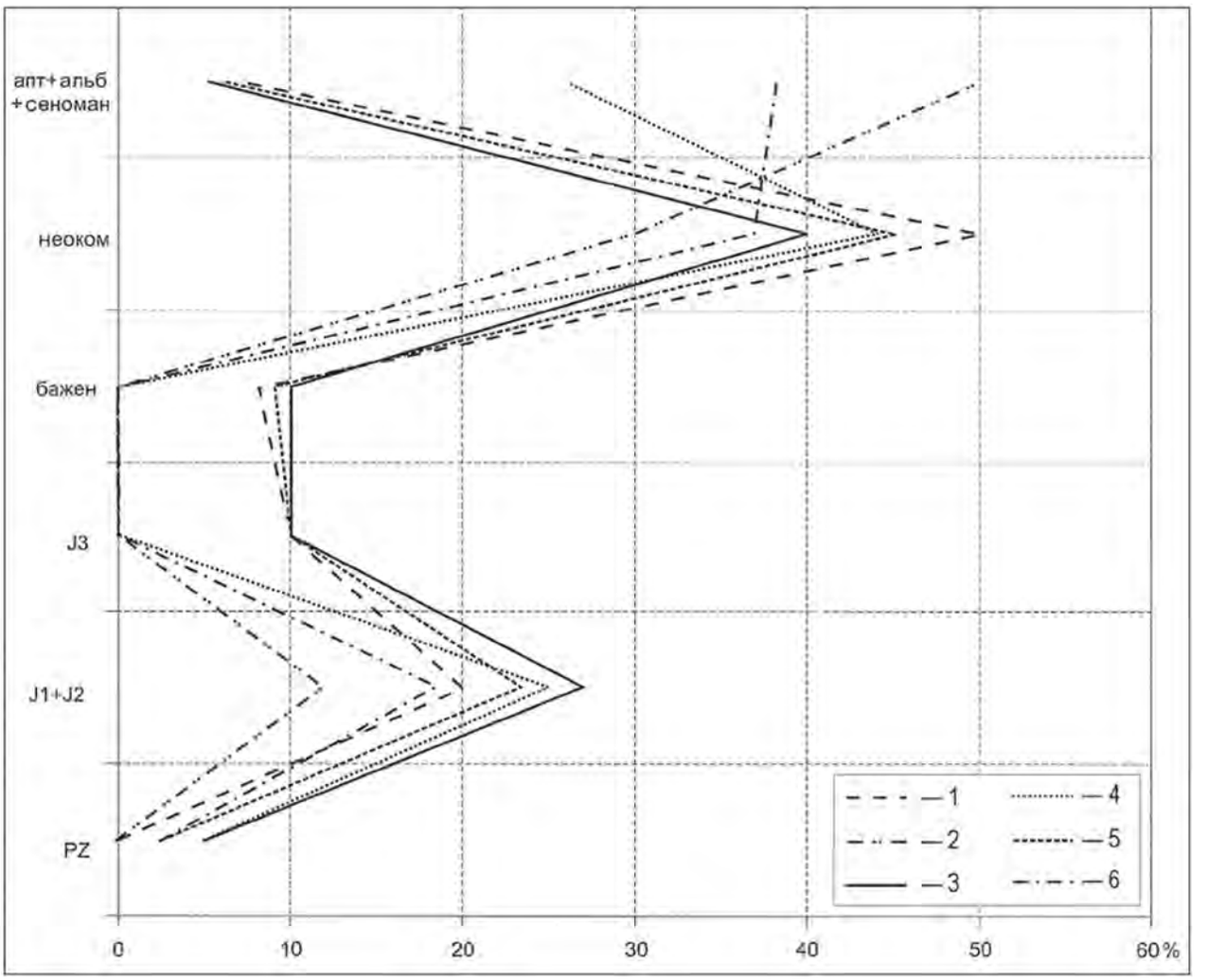


Рис. 3.
Условные обозначения: 1 – запасы нефти, %; 2 – запасы газа, %; 3 – ресурсы нефти, %; 4 – ресурсы газа, %; 5 – сумма нефти, %; 6 – сумма газа, %

тальной терригенной юры, даже теоретически допуская их нефтематеринский потенциал, недопустимо.

В.Л. Шустер и А.Д. Дзюбло, оценивая геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири, приходят к выводу [38]: «Палеозойские отложения, вскрытые на Бованенковском и Новопортовском месторождениях, отнесены к газонефтематеринским (НМТ) по аналогии с юго-восточным и восточным обрамлением Западно-Сибирского НГБ. На большей части территории эти НМТ относятся к нефтегазопроизводящим. Однако на юго-востоке Ямала, в районе Новопортовского месторождения степень катагенеза снижается и их возможно отнести к нефте- и газопроизводящим (Т.А. Кирюхина и др., 2011). Залежи в фундаменте на севере Западной Сибири, по аналогии с открытыми мировыми месторождениями (Белый Тигр, Ауджила-Нафура, Ла-Пас, Мара), могут быть сформированы за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрского/палеозойского возраста, облекающих выступы фундамента, по механизму перетока флюидов из областей высокого давления (осадочные толщи) в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [39]. Таким образом, фактические и опубликованные материалы позволяют сделать вывод о существовании благоприятных геологических предпосылок для открытия залежей нефти и газа на севере Западной Сибири в перспективных нижнесреднеюрских, триасовых, палеозойских отложениях и образованиях фундамента, залегающих на доступных для бурения глубинах. По данным бурения сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 дан прогноз глубинной границы существования нефтей (4,7–5 км). По данным геохимических исследований по ХМАО (В.Л. Шустер, С.А. Пуна-

нова, 2011) аналогичная граница установлена на глубине 4,2 км».

Опять же считаем крайне вредными такие представления для нефтяной геологии, которые искусственно ограничивают глубины поисков нефти в фундаменте 5 км, при открытых нефтяных залежах в Мексиканском заливе (***табл. 2***) на глубинах 6–10,5 км, значительно ниже теоретически допустимых границ ГФН (ГЗН) в шкале катагенеза ОВ.

Объяснение формирования залежей в фундаменте на севере Западной Сибири по механизму перетока флюидов из областей высокого давления (осадочные толщи) в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз свидетельствует об отсутствии у авторов представлений о законах глубинной гидродинамики, и безответственности таких заключений, не подкреплённых расчетами. Для понимания глубины пропасти, в которой оказались органики в попытке обосновать нефтегазоносность фундамента вымыслами о нисходящей миграции под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения, рекомендую ознакомиться с работой [26], освещающей современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти в отношении возможности реализации физических процессов миграции УВ.

Цитирование работ с аналогичными псевдонаучными представлениями на генезис УВ в фундаменте Западной Сибири можно продолжать долго [18, 37]. Основная их идея сводится к оценке генерационного потенциала осадочных пород, облекающих образования фундамента, которые, как мы покажем ниже на примере месторождения Белый Тигр, не в состоянии обеспечить разведанные запасы залежей даже в осадочном чехле. При отсутствии таких условий авторы прибегают к обоснованию гипотетической, физически необоснованной нисходящей капиллярной пропитки фундамента из вышележащих предположительно НМТ базальных континентальных пород осадочного чехла.

Генерационный потенциал осадочных отложений месторождения Белый Тигр

Покажем на примере месторождения Белый Тигр научную несостоятельность представлений о формировании залежей нефти в фундаменте за счет вышележащих «фантомов» НМТ базальных горизонтов осадочного чехла.

По данным О.В. Серебренниковой, Ву Ван Хай и др., [7] «накопленный к настоящему времени материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения Белый Тигр показал, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие отличия. Полученные данные свидетельствуют, что *породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти*, заполняющей каверны в фундаменте. Важную роль для нефтеобразования на месторождении Белый Тигр играют породы нижнего олигоцена и верхнего олигоцена и нижнего миоцена и эоцена. *Анализ состава нефтей месторождения Белый Тигр показал наличие двух групп нефтей различного генезиса. Первый – нефти из фундамента и олигоцена, а второй – из миоцена*» [24, с. 134].

В конце статьи [24, с. 137] авторы заключают: «Таким образом, газожидкостная хроматография анализ проб нефти и образцов кернов месторождении Белый Тигр показывает, что *нефтематеринское вещество для всех нефтей слагал преимущественно фитопланктон с примесью донных водорослей и незначительной долей наземных растений*. Нефть миоцена генерирована органическим веществом отложений, накапливавшихся в восстановительной среде, а нефти из коллекторов олигоцена и фундамента – в слабо окислительной и окислительной обстановках. Наиболее вероятным источником нефтей месторождения Белый Тигр являются полифациальные отложения миоцена, достигшие главной фазы нефтеобразования и способные генерировать нефть».

В выводах [24, с. 137] авторы противоречат самим себе (с. 134), не говоря уже о том, что эти выводы противоречат выводам Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, В.В. Донцова (2004) и В.К. Бурлина, В.В. Донцова, В.В. Харахинова (2004), которые мы приводим ниже.

По данным Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, В.В. Донцова [2]: «Формирование уникальной нефтяной залежи в гранитном фундаменте месторождения Белый Тигр (Вьетнам) традиционно рассматривается как результат миграции нефти и газа из прилегающих терригенных отложений нижнего и верхнего олигоцена (Тиен, 1999; Шустер, 2001).

С целью проверки реальности предлагаемого механизма формирования залежи нами был выполнен контрольный подсчёт потенциальной массы углеводородов, продуцируемой нижнеолигоценовыми и нижней толщей верхнеолигоценовых отложений в пределах нефтесборной площади, прилегающей к исследуемому выступу гранитного фундамента.

По нашим данным, в прилегающей к выступу фундамента нефтесборной площади из нижнеолигоценовых и верхнеолигоценовых отложений

могло быть “произведено” не более 127,5 млн т жидкой нефти. В то же время начальные геологические запасы залежи фундамента месторождения Белый Тигр оценивались в 513 млн т, а олигоценовых отложений – 114,86 млн т, что в сумме составляет 628,15 млн т нефти. Таким образом, наши расчеты свидетельствуют, что за счет реализации генерационного потенциала олигоценовых отложений в пределах нефтесборной площади вокруг месторождения Белый Тигр, могут сформироваться залежи нефти лишь в самом олигоценовом комплексе.

Полученные данные опровергают устоявшиеся традиционные представления о механизме формирования залежи нефти в фундаменте Белого Тигра только за счет ресурсов олигоценовых отложений».

По данным В.К. Бурлина, В.В. Донцова и В.В. Харахинова [3]: «… значения исходного и миграционного УВ потенциалов олигоценового материнского комплекса нефтегазосборной площади структуры Белый Тигр, полученные на базе последних геолого-геофизических и пирологических данных, показали, что их величины, … практически способны обеспечить лишь пятую часть запасов нефти залежи фундамента, составляющую около 500 млн т».

Таким образом, все попытки объяснения нефтегазоносности месторождения Белый Тигр, в том числе на основе геохимических исследований РОВ и нефтей с позиций теории органического происхождения нефти, не находят подтверждения. А учитывая приведенные количественные расчеты [2, 3], рассуждения на тему формирования залежей нефти в фундаменте за счет миграции из НМТ осадочного чехла следует рассматривать как неудачные декларации, не подлежащие даже серьёзному восприятию и обсуждению.

Как же тогда объяснить органикам нефтегазоносность месторождений в фундаменте? Например, на Белом Тигре это делается очень просто, сам гранитный фундамент признается нефтеродящим (!). Отнести гранитные породы фундамента к нефтематеринским – смело, если не сказать, очень смело. К сожалению для нефтегазовой науки, сегодня в жесточайших условиях необходимости сведения балансовых расчетов в обеспеченности разведанных запасов УВ содержанием ОВ в ранг НМТ попали метаморфические и магматические породы фундамента (Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, 2004 и др.), что приводит к размыву содержательной части учения о нефтематеринских свитах классической теории осадочно-миграционного происхождения нефти и дискредитирует органическое учение в целом. Так, по В.П. Гаврилову [6], «образование УВ может происходить…, когда присутствие нефтегазоматеринских свит вовсе необязательно».

Фундаментная нефть – альтернативное видение

Как показал Н.А. Кудрявцев [17], «доказывать, что нефть в фундаменте и базальных горизонтах осадочного покрова имеет один источник, а остальные залежи – другой (а именно, органическое вещество) – задача неблагодарная, т.к. в ряде случаев нефти сходны... Поэтому сторонники органической теории просто отрицают глубинное происхождение залежей нефти и газа в фундаменте и непосредственно над ним, ссылаясь на то, что к выступам фундамента, с которыми связаны эти залежи, прилегают сбоку и сверху осадочные породы, из которых нефть и газ и мигрировали в фундамент». Как видно из этой цитаты, современные ученые-органики по прошествии 45 лет ничего нового не придумали для объяснения «феномена» фундаментной нефти.

Н.А. Кудрявцев же неоднократно указывал [16], что подобные чисто формальные декларации совершенно неубедительны и никакого доказательного значения не имеют. В противовес тому анализу геологических условий конкретных месторождений, который дан в работах сторонников абиогенной гипотезы, органиками должны быть указаны столь же конкретные факты и аргументированные соображения, в каких именно породах образовались нефть и газ, какие имеются основания принимать эти породы за нефтепроизводящие (ведь и по теории микронефти далеко не каждая порода могла осуществить свои потенциальные способности генерировать нефть, и есть породы, к этому неспособные), каким образом возникшие углеводороды попали в фундамент, не нарушая элементарных законов физики. Однако никто из авторов, выступающих в печати в поддержку органической теории, даже не пытался этого сделать. Еще более естественно и необходимо было рассмотреть этот вопрос в работах, специально посвященных критике абиогенной гипотезы [М.Ф. Двали, 1968; М.К. Калинко, 1968]. Но их авторы ограничились лишь общими фразами.

М.Ф. Двали писал [10]: «Наличие нефтяных залежей в фундаменте ...рассматривается некоторыми исследователями как безусловное доказательство глубинного неорганического происхождения нефти... Но недостаточно декларативного утверждения, что в этих случаях имеет место миграция сверху вниз из покрывающих нефтеносных отложений. В интересах развития органической гипотезы необходимо дать однозначную трактовку формирования залежей

в фундаменте с позиций органической теории хотя бы для нескольких, наиболее типичных примеров». Из этой цитаты следует, что М.Ф. Двали полностью согласен с нашим мнением по этому вопросу.

Тем не менее, по поводу залежей нефти и газа в кристаллическом фундаменте он пишет [11]: «Однако во всех этих случаях над фундаментом залегают нефтеносные осадочные отложения, а ловушки в фундаменте представляют собой выступы и выдвинутые блоки трещиноватых выветрелых пород фундамента (например, месторождения Ла-Пас, Мара и др.)… Геологические условия залегания этих скоплений, геохимические данные по нефтям в фундаменте и в покрывающих осадочных отложениях говорят о более вероятном насыщении ловушек в фундаменте из покрывающих осадочных отложений». На с. 34, повторив снова характеристику условий залегания нефтяных залежей в фундаменте, М.Ф. Двали добавляет: «В этих условиях вполне вероятна миграция нефти в фундамент из примыкающих или покрывающих осадочных нефтеносных отложений». Никаких соображений, связанных с конкретным геологическим материалом по ряду указанных нами, Н.С. Бескровным, П.Н. Кропоткиным примеров, а также о том, в каких именно породах образовались нефть и газ и как они оттуда попали в фундамент, М.Ф. Двали не высказывает. Приведенные выше высказывания М.Ф. Двали по поводу залежей нефти в фундаменте…, конечно, не могут быть приняты за «однозначную трактовку» этих залежей с позиций органической гипотезы на наиболее типичных примерах, необходимость которой он сам признает. Абиогенная природа нефти и газа в их залежах в кристаллическом фундаменте подобными высказываниями ничуть не поколеблена. Эти залежи являются одним из убедительных геологических доказательств, что нефть и газ образуются абиогенным путем не в незначительных, минералогических, количествах, как это считают некоторые органики, а в огромных массах, формирующих не только эти, но и все залежи в осадочном покрове».

Как видно из приведенных выдержек из монографии Н.А.Кудрявцева [17], за прошедшие полвека не изменилась не только аргументация органиков в отношении нефтегазоносности фундамента, но не получили должного ответа и критика Н.А. Кудрявцева по этому животрепещущему вопросу теории происхождения нефти.

Как мы убедились, объясняя нефтегазоносность фундамента, теория органического происхождения нефти объясняет образование месторождений в фундаменте латеральной миграцией УВ из осадочных толщ, которые находятся рядом с поднятыми выступами фундамента, ниже их, либо прилетающих к ним. Но наличие нефти внутри фундамента на глубине до 2 км ниже кровли фундамента на Белом Тигре трудно объяснить нисходящей или латеральной миграцией УВ из осадочных толщ.

В вопросах нефтегазоносности фундамента «налицо стагнация геологии нефти, как организующей и направляющей геологоразведочный процесс в нашей стране на поиски нефти и газа. Слабо изучены процессы образования, сохранения и разрушения нефтегазовых месторождений в кристаллическом фундаменте, а также природа коллектирующих емкостей в породах фундамента и время их образования. Эти емкости не локализованы по площади и разрезу фундамента в границах нефтегазоносных провинций, областей, районов. Неизвестны пути, вид и характер миграции и аккумуляции нефти, газа и воды в фундаменте. Не изучено влияние температуры и давления на физическое состояние нефти в фундаменте на глубине 7–10 км и больше. Было непонятно, какие породы служат покрышкой или экраном в залежах нефти и газа в фундаменте. Не были разработаны методики поисков в фундаменте геофизическими методами физических полей, отображающих реальные зоны или участки, благоприятные для аккумуляции нефти и газа. Даже известные нефтяные и газовые месторождения (за исключением Ла-Пас и Мара) были открыты в кристаллическом фундаменте случайно» [20].

В этих условиях альтернативой застою является переход на новую парадигму нефтегазовой геологии на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа, что предполагает внедрение в практику теоретических основ и методов решения задач: 1) картирования глубинных (коромантийных) очагов генерации УВ; 2) выделения каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки УВ из глубинных очагов генерации в осадочный чехол и фундамент НГБ; 3) выявления и подготовки ловушек различного типа на путях вертикальной разгрузки УВ в чехле и фундаменте ОБ (переход от антиклинальной к фильтрационной парадигме поисков нефти). Для реализации новой нефтепоисковой парадигмы, обеспечивающей выход на методы и технологии прямых поисков нефти необходимо принятие государственной (корпоративной) программы научно-исследовательских, опытно-конструкторских и производственных работ по обеспечению поисков и освоению глубинной «фундаментной» нефти. Наконец, памятуя пресловутое «кадры решают все», необходим перевод образовательного процесса в ВУЗах на обучение студентов нефтя-

ного профиля в рамках альтернативного учения о глубинном генезисе УВ.

Особенности строения и методика поисков и разведки залежей нефти и газа в трещинных коллекторах фундамента

Для залежей нефти и газа нижних горизонтов осадочного чехла и фундамента НГБ установлены специфические особенности строения, обусловленные их генетической связью с проницаемыми зонами земной коры и глубинными источниками энерго- и массопереноса. Наиболее характерные особенности строения залежей фундамента Западной Сибири:

– резкая изменчивость коллекторских свойств пород по площади и разрезу;

– локально-пятнистое (островное) распространение трещинных коллекторов на фоне низкопроницаемых нормально-осадочных, метаморфических и магматических пород;

– столбообразное (цветковое) строение проницаемых зон в соответствие с морфологией структур горизонтального сдвига и пластово-жильное строение связанных с ними коллекторов в разрезе благоприятных для поро-(каверно-) образования пород;

– связь залежей с приразломными локальными зонами разуплотнения пород;

– гидротермально-метасоматическая природа эпигенетических коллекторов.

Характерной особенностью УВ-скоплений, связанных с трещинными коллекторами фундамента, являются отсутствие полного контура нефтегазоносности и горизонтальных ВНК; превышение высоты залежи амплитуды структуры; резкие колебания дебитов нефти и газа в контуре продуктивности; резкое падение давления и продуктивности скважин в процессе разработки; однофазное состояние и незавершенность гравитационной сепарации газоводонефтяной флюидной системы; отсутствие законтурных пластовых вод; пестрота химического состава и типов пластовых вод, связанная с гидрохимической инверсией; аномальные температуры и пластовые давления; совпадение в плане ареалов развития глубинных гидродинамических и гидрохимических аномалий, резервуаров метасоматического выщелачивания и залежей с локальными зонами растяжения земной коры, контролирующими очаги гидротермальной деятельности и глубинного массопереноса.

Зональность в строении трещинных коллекторов и насыщающих их флюидов является следствием неоднородности новейших (современных) деформаций земной коры, определяющих узколокальное проявление процессов дислокационного и гидрохимического эпигенеза. Новейшие деформации земной коры, выступающие как причинная основа формирования физической неоднородности (в первую очередь фильтрационной) коллектирующих толщ, являются наложенными на породно-слоевую структуру осадочных бассейнов. Форма структурного контроля залежей связана с особенностями фильтрации флюидов, подчинена закону минимальной энергии (наибольшей проницаемости) и векторной пластовой проницаемости (Г.А. Поспелов, 1965) и предопределена характером деформации пород на структурах различного типа.

В соответствии с особенностями строения трещинных коллекторов, совершенствование методов поисков и разведки залежей нефти и газа в фундаменте должно сводиться к разработке способов выявления и картирования проницаемых зон земной коры. Актуальность и специфичность этой составной комплекса нефтепоисковых задач состоит в отсутствии технических средств прямого картирования проницаемых зон, контролирующих миграционные потоки глубинных геофлюидов. Большие возможности в изучении морфологии и параметров проницаемых зон земной коры представляет аппарат проективной и дифференциальной геометрии, в том числе, реализованный в методах динамического (атрибутного) анализа сейсморазведки МОГТ-3D, в комплексе с изучением деформационных свойств и напряженного состояния горных пород и новейших деформаций земной коры. Необходимость указанного комплекса обосновывается неоднородностью проявления деформаций и разрушения пород в условиях неравномерного напряженного состояния земной коры на вещественно-породном и структурно-слоевом уровнях.

Геологические признаки и критерии картирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов вертикальной миграции глубинной нефти

Это большая, самостоятельная тема, которой мы только коснемся вскользь для завершения общей картины альтернативного подхода к поискам фундаментной нефти.

Как было показано на примере строения тектонических структур ОБ Земли [27], контролирующих крупнейшие и гигантские месторождения нефти и газа, по результатам интерпретации объемной сейсморазведки МОГТ-3D, нефтегазоносность недр в своем подавляющем большинстве обусловлена парагенетическими связями: горизонтальный сдвиг фундамента (вертикальная миграция и взрывное внедрение гидротер-

мальной УВ-системы из верхней мантии в земную кору) – присдвиговая складчатость (формирование структурно-тектонических ловушек, благоприятных для аккумуляции флюидогенных полезных ископаемых, на телах активизированных сдвигов) – присдвиговое флюидогенное насыщение (гидравлический разрыв и инъецирование пластов под флюидоупорами на пути восходящего флюидодинамического фронта гидротермальной колонны, включая стратиформножильное насыщение – присдвиговая нефть). Все эти проявления глубинного нефтегазообразования и нефтегазонакопления относятся в равной степени и к «фундаментной нефти», напрямую связанной с «присдвиговой нефтью».

Причинно-следственные связи кроются в структуроформирующей роли сдвигов фундамента и локализации на их телах локальных структур растяжения земной коры, обеспечивающих связь глубинных очагов генерации УВ со структурами земной коры в процессе реактивации сдвиговых деформаций на телах глубинных разломов, стимулируемой флюидодинамическими импульсами внедрения первичных мантийных УВ-систем.

В процессе сдвиговых деформаций на телах горизонтальных сдвигов формируются структуры растяжения земной коры как позднеинверсионные структуры обрушения пород над выступами фундамента. Тектоническая (эксплозивная) брекчия газового прорыва и другие признаки проявления эксплозивного разрыхления пород в пределах этих структур (различные формы эксплозии, диапиризма и гидровулканизма: магматического, глиняного, соляного, нефтяного), являются индикаторами зон деструкции земной коры над структурами горизонтального сдвига (СГС), с которыми пространственно и генетически ассоциируют структуры растяжения земной коры и каналы локализованной вертикальной разгрузки глубинной нефти. Причина формирования СГС в пределах ОБ Земли кроется в различии физико-механических свойств пород пластичного чехла и жесткого фундамента и различной реакции на комбинированные горизонтально-вертикальные движения этих комплексов в силовом поле сдвиговых деформаций, активизируемых, в том числе, благодаря внедрению в присдвиговые зоны растяжения напорных глубинных УВ-флюидов.

Форма структурного контроля структур растяжения земной коры и каналов локализованной вертикальной миграции глубинной нефти предопределена геометрией подверженных сдвиговым деформациям гетерогенных выступов фундамента, на апикальных и сводовых частях которых формируются структуры механо-деформационного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

Зоны растяжения земной коры, как каналы сосредоточенной вертикальной миграции глубинных флюидов, следует рассматривать в качестве первичных «реакционных камер» для вторичных процессов метасоматического эпигенеза и аккумуляции УВ в зонах динамического влияния сдвигов фундамента. Локализуя в присутствии глубинного CO_2 реакционные объемы эпигенетического выщелачивания, зоны растяжения новейшего времени контролируют процессы вторичного порообразования и формирование гидротермально-стратиформных резервуаров и залежей УВ. Каналами вертикальной миграции флюидов при формировании ореолов метасоматической и гидротермальной переработки в трещинных коллекторах служат трещины (и их зоны) отрыва или другие типы разрывов, находящиеся в условиях действия растягивающих напряжений. Таким требованиям отвечают гипсометрически приподнятые, изгибающиеся участки структур, совпадающие с простиранием осей максимальных сжимающих напряжений.

В строении СГС фундамента, осложняющих локальные нефтегазоконтролирующие структуры ОБ, и картируемых сейсморазведкой МОГТ-3D по характерному кулисному рисунку оперения сдвигов фундамента, проглядывает телескопическое строение и вложенность в структуру механо-деформационного тела обрушения эксплозивного аппарата глубинного нефтяного диапира. Выраженные в осадочном чехле инверсионными впадинами позднего проседания, СГС и сопряженные с ними структуры растяжения земной коры представляют собой зоны брекчирования и дробления, пластического течения и нагнетания горных пород, выполняющие трубки флюидодинамического прорыва нефтяного диапира на локальных участках растяжения земной коры. За счет полной дезинтеграции пород в шовной зоне сдвиговых деформаций отмечается резкое снижение акустической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи. Внутреннее строение тела СГС представляет собой зону ряби – фрагментарности сейсмической записи, нарушения сплошности и полной деструкции вмещающих пород (трубчатые тела взрывных брекчий).

В сочетании морфологического облика со стратиграфической привязкой оперяющих кулис обнаруживается сложная комбинация механических деформаций горных пород с элементами флюидодинамического воздействия, вызвавшие позднее проседание этих зон в верхней части разреза осадочного чехла под нижележащими локальными выступами кровли фундамен-

Разрез континентальной коры	Глубина, км	Давление, Гпа	Температура, єС	Тип разрушения
Верхняя кора	< 10	≤ 0,2	≤ 200	Хрупкое
Средняя кора	10–20	0,2–0,5	200–500	Промежуточное
Нижняя кора	20–35	0,5–1	400–600	Промежуточное
Граница Мохо	> 35	> 1	> 600	Пластичное

Таблица 3.
Тип разрушения коры и прогноз существования зон разуплотнения и повышенной трещиноватости, соответствующих по реологии и глубинам залегания земной коре и верхней мантии

та. Пространственное наложение и сочетание структурно-тектонических (кулисное строение СГС и наложенных впадин) и флюидодинамических (расположение нефтяных полей и гидродинамических аномалий) парагенезов обосновывает связь этих структур с локальными зонами растяжения и проницаемости земной коры.

Масштабный ряд структур растяжения земной коры варьирует от локальных поднятий 3 порядка до региональных и надпорядковых структур (линейные антиклинории и изометричные сводовые поднятия), в связи с чем геологические признаки и механизм формирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки глубинной нефти в земной коре следует считать едиными, а критерии их картирования – универсальными [27, 32–33].

Деформации пород имеют прямое отношение к миграции УВ при формировании залежей и фильтрации нефти к забоям скважин при их разработке, поскольку определяя масштабы и интенсивность трещинообразования и разуплотнения, характеризуют проницаемость горных пород. Это заключение подтверждает эмпирически установленная функциональная зависимость между коэффициентом проницаемости ($К_{пр}$) и остаточным увеличением объема $(\Delta V/V)_{ост}$ образцов горных пород, которая показывает, что с увеличением $(\Delta V/V)_{ост}$ соответственно возрастает и $К_{пр}$ [25]. Увеличение объема пород в процессе неравномерного объемного сжатия объясняется результатом разрыхления пород, связанного с образованием отдельных микротрещин и их раскрытием.

Эти результаты подтверждают вывод о прямой связи между градиентом амплитуд новейших деформаций земной коры и проницаемостью горных пород. Эти результаты подтверждают также теоретически обоснованный нами вывод о возможности существования раскрытых трещин на любых глубинах земной коры в условиях хрупкого (квазихрупкого) реологического состояния геосреды при величине деформации горных пород выше предела прочности на разрыв и в астеносферном слое верхней мантии Земли в условиях неравномерного трехосного сжатия и высоких скоростях деформационных процессов [36], ассоциируемых с сейсмодислокациями в зонах разрывных нарушений.

Таким образом, структуры земной коры, характеризующиеся максимальными новейшими и современными деформациями (густотой активных разломов и трещинных систем), а следовательно, и максимальными объемными деформациями пород, будут не только максимально трещиноваты, но и максимально проницаемы в силу максимального раскрытия трещин и разломов. Последняя связь очевидна и вытекает из формулы трещинной проницаемости [23]: $К_т = Ab^3l/S$, где $К_т$ – трещинная проницаемость, b – раскрытость трещин, l – длина трещин, S – площадь шлифа, A – коэффициент пропорциональности.

Вопрос глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре – это вопрос глубины распространения коллекторов в фундаменте, по причине прямой генетической связи вторичных коллекторов с открытой трещиноватостью, по которой развивается межгранулярная, каверновая и трещинная пустотность и одноименная пористость. С глубиной эта связь становится определяющей при формировании преобладающего типа трещинной вторичной пустотности для первично непроницаемых (низкопроницаемых) толщ.

Учитывая связь этих проницаемых трещинных зон с каналами поступления (напорного внедрения) глубинных УВ-систем, в низах осадочного чехла и в фундаменте формируются приразломные залежи жильного и пластово-жильного (стратиформно-жильного) типа [32, 33]. В этой связи проблема поисков глубинной, в том числе фундаментной нефти в интервале залегания средней (10–20 км) и нижней (20–35 км и более) коры сводится к прогнозу локализованных на телах сдвигов проницаемых трещинных зон и связанных с ними нефтегазонасыщенных трещинных коллекторов и резервуаров.

С учетом показанных нами выше связей качественных изменений механизма деформации при высоких скоростях деформирования горных

пород [36], открытая трещиноватость на глубинах залегания средней (10–20 км) и нижней (20–35 км) коры (***табл. 3***) будет регламентироваться не статическими, а динамическими понятиями мгновенной устойчивости горных пород (хрупкости и пластичности), регулируемыми динамикой деформационных процессов (скорость и градиент скорости деформаций) тектонической активности глубинных разломов, формирующих и контролирующих очаговую, локализованную приразломную трещиноватость и трещинную проницаемость.

С учетом приведенной нами градации скважин по глубине забоя и соответствующей классификации вскрываемых ими залежей, изложенной в Программе исследований в рамках проекта «Глубинная нефть» [30]: 1) глубокое бурение (залежь) – до 5 км; 2) сверхглубокое бурение (залежь) – 5–10 км; 3) глубинное бурение (залежь) – 10–20 км; 4) сверхглубинное бурение (залежь) > 20 км, основной геологической задачей по обеспечению поисков и освоению глубинной и сверхглубинной фундаментной нефти (помимо решения технических и технологических задач по обеспечению глубинного и сверхглубинного бурения) является обоснование наличия, прогноз и картирование глубинных и сверхглубинных резервуаров нефти и газа в интервалах залегания верхней, средней и нижней коры, связанных с соответствующими по глубинам зонами разуплотнения, повышенной трещиноватости и приразломного нефтегазонасыщения (***табл. 3***).

Проблема пустотности коллекторов и резервуаров на глубинах залегания земной коры (***табл. 3***) не стоит [25, 36]. С другой стороны, внедрение напорных глубинных флюидов обеспечивает естественный гидроразрыв (нефтеразрыв Л.М. Бириной) и формирование трещинных зон (дислокационный эпигенез), их последующее выщелачивание агрессивными гидротермальными растворами (гидрохимический эпигенез, метасоматоз) с формированием приразломной вторичной пустотности (трещинно-поровый и трещинно-каверновый типы коллекторов). При этом роль «водородной продувки» на раннем этапе флюидодинамического импульса является решающей в разрушении силикатной коры с формированием губчатой текстуры дренируемых столбчатых структур, прорабатываемых гидротермальными растворами и обеспечивающих проницаемость земной коры и формирование залежей фундаментной нефти жильного типа.

Обсуждаемую проблему фундаментной нефти необходимо рассматривать как одну из важнейших, определяющую стратегическое развитие нефтегазовой отрасли нашей страны, и решать ее необходимо с точки зрения и на основе существующего эмпирического опыта глубокого бурения, экспериментальных работ и физических законов, определяющих глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре, данных о реологических свойствах земной коры и верхней мантии, как факторах существования ограничений на глубину проникновения хрупких деформаций и разрывных нарушений, других подходов, связанных с изучением неоднородного напряженно-деформированного состояния земной коры и протекания деформационных (трещинообразование) и гидрохимических (эпигенез и гидротермальный метасоматоз) процессов в условиях неравномерного трехосного сжатия гетерогенных трещинных сред при давлениях, температурах и типах разрушения геосреды, свойственных соответствующим интервалам залегания земной коры и при различных скоростях ее деформирования.

Программа изучения фундамента Западной Сибири

Основанием для подготовки программы освоения фундаментной нефти Западной Сибири являются следующие объективные обстоятельства.

1. Устойчивая падающая добыча нефти по ХМАО в течение последних 10 лет и невозможность ее реанимации никакими усилиями и вложениями в освоение бажена, мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн т, разработки и извлечения остаточной нефти из одряхлевших гигантских месторождений в рамках «*новой парадигмы*» А.Э. Конторовича.

2. Практически вся территория Западной Сибири залицензирована, сколь-либо значимых объектов структурного типа в интервале осадочного чехла не осталось, а согласно статистике, масштаб открытий является функцией размера (объема) ловушек перспективного объекта. Для демонстрации этого вывода приводятся графики парной корреляции подсчетных параметров и запасов нефти и газа по Тарасовской группе месторождений Надым-Пурской НГО (***рис. 4***) и график зависимости величины запасов от площади залежей васюганского НГК ХМАО [35] (***рис. 5***). Графики (***рис. 4***) характеризуют связи попластового распределения запасов нефти и газа для Восточно-Тарасовского, Усть-Харампурского и Северо-Айваседопуровского месторождений в зависимости от эффективных толщин пластов (H, м), площади (S, тыс. м^2) и объема (V, тыс. м^3) контролирующих их ловушек. Как видно, связи линейные, а коэффициенты корреляции показывают, что

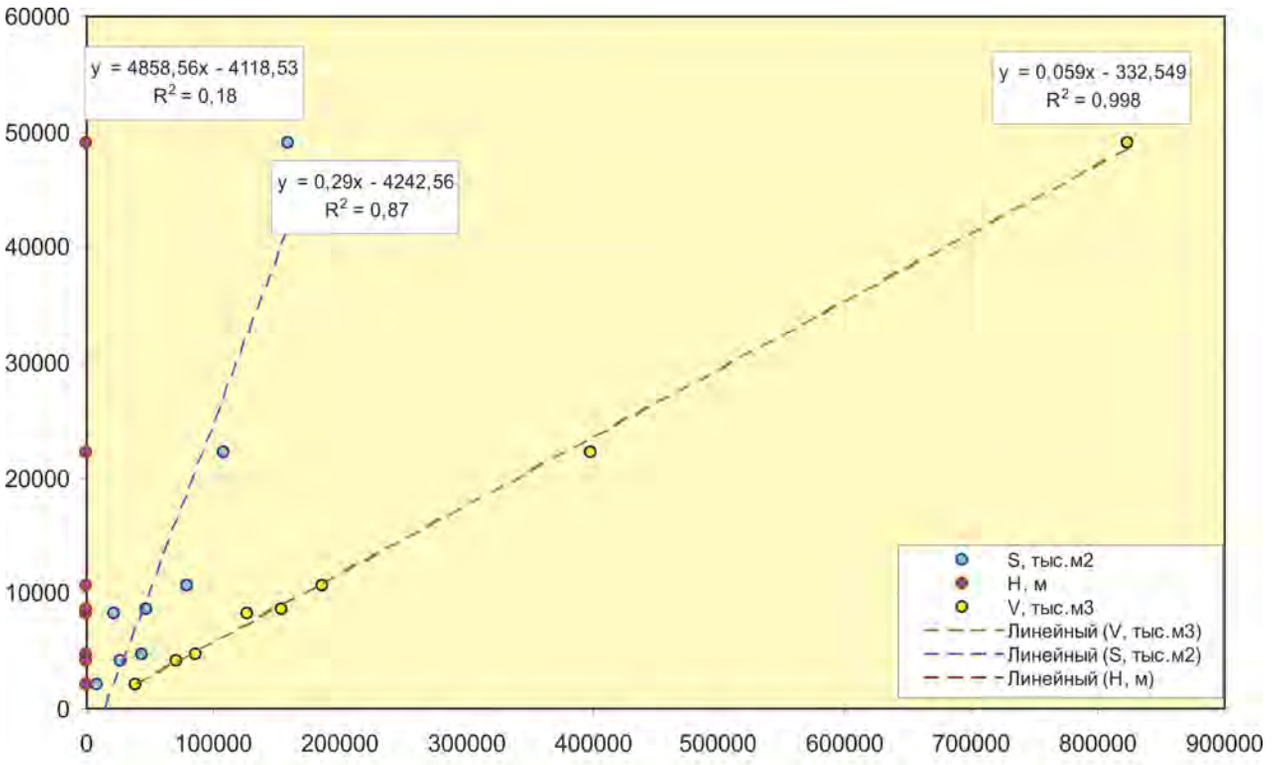


Рис. 4.
Графики парной корреляции подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа по Тарасовской группе месторождений (Восточно-Тарасовское, Северо-Айваседопуровское и Усть-Харампурское месторождения) Западной Сибири

площадь ловушки на 87%, а объем ловушки на 99,8% контролируют величину запасов (масштаб открытия) разведанных залежей УВ Тарасовской группы месторождений. С учетом зависимости величины геологических запасов от площади залежей васюганского НГК ХМАО (***рис. 5***), нет оснований для оптимистических ожиданий новых крупных открытий в изученном разрезе осадочного чехла Западной Сибири.

Таким образом, учитывая, что вширь идти некуда, вопреки господствующим взглядам на органическое происхождение нефти (положение перспективных интервалов ниже ГФН, отсутствие НМТ в разрезе и др. запреты), объективная реальность, закрепленная законом Кудрявцева, вынуждает недропользователей идти только вниз – на освоение глубоких горизонтов нижней части осадочного чехла и фундамента Западной Сибири.

В рамках обсуждаемой проблемы необходима разработка «Комплексной Программы освоения фундамента Западной Сибири на основе концепции глубинного генезиса УВ», основу которой могут составить некоторые приведенные ниже положения.

1. Создание при администрации ХМАО и ЯНАО специального фонда (бюджет и ежегодные взносы недропользователей) и технопарка для целевого изучения фундамента.

2. Проведение за счет средств фонда опережающих детальных гравиметрических и магнитометрически съемок масштаба 1:50000 и более для перспективных территорий неглубокого залегания фундамента (Березовский, Сергинский, Ляминский, Шаимский, Красноленинский, Сургутский, Приобский НГР и др.).

3. Изучение и районирование территории Западной Сибири по вещественному и формационному составу фундамента.

4. Детальные структурные построения по кровле фундамента и картирование сети активных разломов.

5. Бурение сети опорных (параметрических) скважин со вскрытием фундамента на глубину 1000–2000 м.

6. Создание полигонов по проведению опытно-методических геолого-геофизических работ на базе известных месторождений Западной Сибири для разработки методов и технологий поисков скоплений УВ в фундаменте.

В связи с существующими объективными сложностями строения залежей УВ в фундаменте, генетически связанных с СГС, отсутствием опыта и методики заложения скважин на объектах фундамента, а также учитывая опыт изучен-

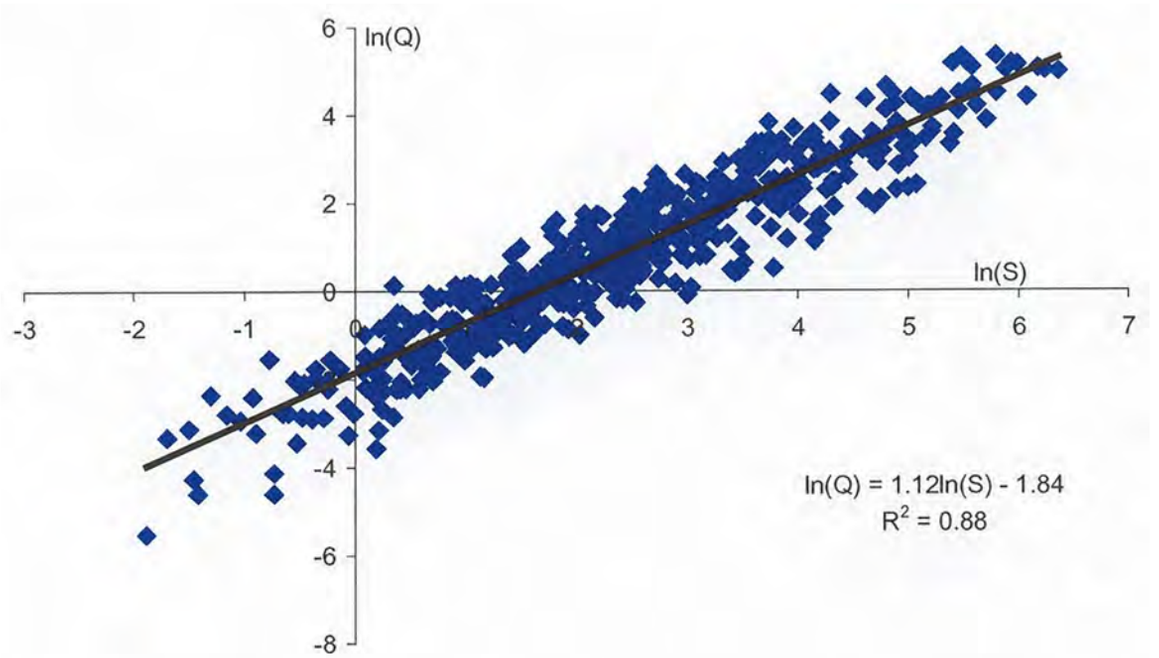


Рис. 5.
Зависимость величины геологических запасов от площади залежей васюганского НГК [35]

ных нами месторождений, осложненных СГС, необходимо принять «Программу опытно-методических работ по разработке методов и технологий поисков, разведки и освоения залежей УВ в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями» с выделением технологических полигонов для детального целенаправленного изучения поставленных в работе вопросов.

Цель программы – полигонное подтверждение для последующего промышленного внедрения инновационных методических и технологических решений, реализованных АО «ЦГЭ» на объектах недропользователей Западной Сибири в процессе выполнения проектов по уточнению геологического строения многочисленных месторождений на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники.

На условиях риска бурения скважин для последующего тиражирования опыта на всех месторождения недропользователей Западной Сибири и его структурных аналогах в других регионах, требуют своего решения следующие практические вопросы.

1. Задача: Изучение геометрии строения и типа залежей в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями: определение флюидных контактов и границ залежей, этажа нефтегазоносности, преобладания жильного или пластового насыщения, другие вопросы геометризации залежей, связанные с определением природы выклинивания (тектонический, литологический, эпигенетический) нефтенасыщенных коллекторов и резервуаров.

2. Задача: Оценка проницаемости разломов по обе стороны от плоскости нарушения с целью определение гидродинамической прозрачности (проводник) или непрозрачности (экран) разрывных нарушений сдвиговых зон при эксплуатации залежей.

3. Задача: Оценка нефтегазоносности и интервалов продуктивности межблоковых грабен-прогибов осевой части сдвиговых зон. До бурения на фундамент нужно провести комплексные камеральные исследования трещинных систем в интервале от фундамента до земной поверхности (в том числе математическое моделирование НДС на основе реальной упругой модели, полученной на основе проведения ВСП в 3–5 скважинах по всей площади работ; структурно-геоморфологический линеаментный анализ на основе детальных космических снимков) и замкнуть восстановленные направления осей напряжений в осадочном чехле на дневную поверхность и запечатленную в ее линейном расчленении новейшую (современную) трещиноватость и направления осей новейших (современных) напряжений. Наш опыт такой работы по Вьетнаму, Алжиру, Прикаспию, Западной Сибири показывает высокую достоверность прогнозных построений и экстраполяций на глубину.

4. Задача: Подтверждение установленных нами на многочисленных месторождениях Западной Сибири на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники новых прогнозно-критериальных связей продуктивности поисково-разведочных и эксплуатационных скважин со

структурно-деформационными условиями их размещения.

5. Задача: Тестирование методов и технологий по работе с сетками добывающих и нагнетательных скважин с целью оценки систем разработки, адаптированных к анизотропным средам, на повышение КИН и другие показатели.

Это самый общий, предварительный набор практически важных для разработки методов и технологий эффективной разведки и разработки месторождений в фундаменте мероприятий, которые необходимо запроектировать и выполнить по программе полигонных исследований на фундаментных объектах Западной Сибири. В процессе обсуждения и подготовки проекта Программы круг вопросов и необходимых для решения задач может значительно увеличиться.

На этапе обоснования и составления «Программы опытно-методических работ по разработке методов и технологий поисков, разведки и разработки месторождений в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями» к работе необходимо подключить АО «ЦГЭ», как организацию – инициатор Программы, располагающую наибольшими теоретическими знаниями и практическим опытом в решении обсуждаемых проблем.

Для нынешнего этапа освоенности нефтегазового потенциала Западной Сибири в рамках тематики по освоению фундаментной нефти на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники, с учетом огромного нераскрытого ресурсного потенциала фундамента и неопределенности структурно-деформационного контроля УВ скоплений в фундаменте, освоение «фундаментной нефти» представляет серьезную научно-техническую и производственную задачу, эффективному решению которой будет способствовать предлагаемая Программа.

Литература

1. Алексей Конторович: Для разработки баженовской свиты необходима госпрограмма на уровне проектов освоения космоса СССР. Доступно на: http://www.angi.ru/news/2862273-Алексей-Конторович-Для-разработки-баженовской-свиты-необходима-госпрограмма-на-уровне-проектов-освоения-космоса-СССР/ (обращение 20.08.2018).

2. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В. Модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр (южный шельф Вьетнама) //Тезисы докладов Второй Международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов». Москва, РГУ НГ им. И.М. Губкина, 19–21 октября 2004. Том 2. С. 19–21.

3. Бурлин В.К., Донцов В.В., Харахинов В.В. Условия формирования залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр //Тезисы докладов XVII Губкинских чтений «Нефтегазовая геологическая наука – XXI век», посвященных 75-летию основания РГУ НГ им. И.М. Губкина. Москва, 9–10 декабря 2004. С. 21–23).

4. Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Жилина И.В. и др. Сырьевая база нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири: прогноз невыявленных ресурсов, закономерности их локализации, вероятная структура, динамика выявления //Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: Тезисы докладов научно-практической конференции. М.: ИГиРГИ. 2004. С. 89–90.

5. Вассоевич Н.Б. и Амосов Г.А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества. Доклад на Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа. Москва, февраль 1967 г. Генезис нефти и газа. М.: Недра. 1967. С. 5–22.

6. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа //Геология нефти и газа. 2007. № 2.

7. Серебренникова О.В., Ву Ван Хай, Савиных Ю.В., Красноярова Н.А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов //Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 320. № 1. С. 134–137.

8. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Статова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири //Геохимия. 1998. № 1. С. 3–17.

9. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. О жизни, творчестве и научном наследии академика В.Б. Порфирьева //Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек. Киев: Институт геологических наук НАН Украины. 2000. С. 14–46.

10. Двали М.Ф. Современное состояние научной базы геологоразведочных работ на нефть и газ и задачи ее развития.- Тр. ВНИГРИ, 1967. Вып.259

11. Двали М.Ф. О гипотезах неорганического происхождения нефти и об оценке перспектив нефтегазоносности с позиций этих гипотез. Л.: Недра. 1968.

12. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л. Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири: Доклад на международной академической конференции «Фундамент и проблемы нефтегазоносности Западной Сибири». Тюмень. 2010.

13. Бочкарев В.С., Брехунцов Ю.Г., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне //Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.

14. Калинко М.К. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. М.: Недра. 1968.

15. Конторович А.Э., Брехунцов А.М., Бурштейн Л.М. и др. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция: состояние сырьевой базы, прогнозы развития нефте- и газодобычи, актуальные проблемы недропользования //Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: Тезисы докладов научно-практической конференции М.: ИГиРГИ. 2004. С. 11–17.

16. Кудрявцев Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г. / Генезис нефти и газа. М.: Недра. 1967. С. 262–291.
17. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра. 1973. 216 с.
18. Лобова Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 1. С. 1–10.
19. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири. М.: ИПНГ РАН. 2007.
20. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П. и др. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов //Киев: Наукова думка. 2002.
21. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П. и др. Нефть и газ в докембрии Днепровско-Донецкого авлакогена //Геология нефти и газа. 2004. № 2.
22. Порфирьев В.Б., Клочко В.П. Проблема нефтегазоносности фундамента Сибири. Киев: ИГН АН Укр. ССР. 1981. С. 36–101.
23. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра. 1985. 240 с.
24. Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений Дракон и Белый Тигр //Химия нефти и газа: Труды VII Международной конференции. Томск. 2009. С. 157–160.
25. Ставрогин А.Н. О влиянии деформации на проницаемость горных пород / Физико-механические свойства горных пород верхней части земной коры. М.: Наука. 1968. С. 156–161.
26. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2009. № 12. С. 30–38.
27. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореф. дис... д-ра геол.-мин. наук. М.: МГУ. 2009. 40 с.
28. Тимурзиев А.И. Новые взгляды на строение платформенной складчатости Надым-Пурской впадины в связи с задачами освоения юрского комплекса //Горные ведомости. 2012. № 4(95). С. 28–70.
29. Тимурзиев А.И. Резолюция I Кудрявцевских чтений – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа //Глубинная нефть. 2013. № 1. С. 4–12.
30. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти //Глубинная нефть. 2013. № 1. С. 18–44.
31. Тимурзиев А.И. Резолюция II Кудрявцевских чтений – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа // Глубинная нефть. 2014. № 5. С. 684–688.
32. Тимурзиев А.И. Присдвиговая нефть: к обоснованию жильного типа залежей и вопросам совершенствования методики поисково-разведочных работ на основе структурно-деформационного критерия продуктивности скважин. Ч. I //Горные ведомости. 2015. № 6(133). С. 38–66.
33. Тимурзиев А.И. Присдвиговая нефть: к обоснованию жильного типа залежей и вопросам совершенствования методики поисково-разведочных работ на основе структурно-деформационного критерия продуктивности скважин. Ч. 2 //Горные ведомости. 2015. № 7(134). С. 42–75.
34. Шнип О.А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ //Геология нефти и газа. 2000. № 5.
35. Шпильман А.В. Параметры нефтяных залежей юрских отложений Западной Сибири и их взаимосвязь //Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2003. № 11.
36. Шрейдер Л.А., Байдюк Б.В., Павлова Н.Н. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Недра. 1968. 358 с.
37. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири //Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. № 2. С. 1–20.
38. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири //Экспозиция нефть газ. 2011. № 6/Н. С. 26–29.
39. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещино-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири //Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 26–33.

UDC 550.83: 553.98(571.122)

A.I. Timurziev, Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Editor of the magazine “Deep Oil”, counselor of Central Geophysical Expedition+, aitimurziev@cge.ru.

[1]38 bldg. 3 Narodnogo Opolcheniya str., Moscow, 123298, Russia.

Fundamental Oil of Western Siberia is an Alternative to the Shale Scenario of Development of the West Siberian Oil and Gas Province

Abstract. The article deals with the concept of the structure, composition and oil and gas content of the basement of Western Siberia. Critical analysis of the ideas on the genesis of oil in the basement of Western Siberia on the basis of the theory of organic origin and downward migration of oil in the formation of deposits is given. The principles of an alternative inorganic vision of the problem of “base oil” based on the ideas of deep oil are discussed. The problems of formation of oil deposits of Western Siberia are considered; features of the structure and methods of prospecting and exploration of deposits in the fractured reservoirs of the foundation; geological features and criteria for mapping localized on the

bodies of the basement shifts of the channels of vertical migration of deep oil. A "Comprehensive Program for the Development of the Basement of Western Siberia Based on the Concept of Deep Genesis of Hydrocarbons" was proposed.

Keywords: the structure of the basement of Western Siberia; foundation oil; deep genesis of oil; prospects of oil and gas bearing of the basement; methods of searching for foundation oil; "Comprehensive Program for the Development of the Basement of Western Siberia"

References

1. *Aleksei Kontorovich: Dlia razrabotki bazhenovskoi svity neobkhodima gosprogramma na urovne proektov osvoeniia kosmosa SSSR* [Alexei Kontorovich: For the development of the Bazhenov suite, a state program is needed at the level of space exploration projects of the USSR.]. Avialable at: http://www.angi.ru/news/2862273-Алексей-Конторович-Для-разработки-баженовской-свиты-необходима-госпрограмма-на-уровне-проектов-освоения-космоса-СССР/ (accessed 20 August 2018).
2. Areshev E.G., Gavrilov V.P., Dontsov V.V. *Model' formirovaniia neftianoi zalezhi v fundamente mestorozhdeniia Belyi Tigr (iuzhnyi shel'f V'etnama)* [The model of the formation of an oil deposit in the foundation of the White Tiger (the southern shelf of Vietnam)].Theses of the 2nd int. conf. *Geodinamika neftegazonosnykh basseinov* [Geodynamics of oil and gas bearing basins]. Moscow, Gubkin Oil and Gas University Publ., 19–21 October 2004, vol. 2, pp. 19–21.
3. Burlin V.K., Dontsov V.V., Kharakhinov V.V. *Usloviia formirovaniia zalezhi nefti v fundamente mestorozhdeniia Belyi Tigr* [Conditions for the formation of the oil deposit in the foundation of the White Tiger deposit].Theses of the 17th Gubkin Readings *Neftegazovaia geologicheskaia nauka – XXI vek* [Oil and Gas Geological Science- XXI Century]. Moscow, 9–10 December 2004, pp. 21–23).
4. Burshtein L.M., Livshits V.R., Zhilina I.V. i dr. *Syr'evaia baza neftianoi i gazovoi promyshlennosti Zapadnoi Sibiri: prognoz nevyiavlennykh resursov, zakonomernosti ikh lokalizatsii, veroiatnaia struktura, dinamika vyiavleniia* [Raw materials base of oil and gas industry of Western Siberia: forecast of undeclared resources, regularities of their localization, probable structure, dynamics of revealing]. *Aktual'nye problemy poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza* [Actual problems of prospecting, exploration and development of oil and gas fields]. Theses of the reports of the scientific-practical conf. Moscow, IGiRGI Publ., 2004, pp. 89–90.
5. Vassoevich N.B. i Amosov G.A. *Geologicheskie i geokhimicheskie uliki obrazovaniia nefti za schet zhivogo veshchestva* [Geological and geochemical evidence of oil formation due to living matter]. *Doklad na Vsesoiuznom soveshchanii po genezisu nefti i gaza* [Report at the All-Union Conference on the Genesis of Oil and Gas]. Moscow, February 1967. *Genezis nefti i gaza* [The genesis of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1967, pp. 5–22.
6. Gavrilov V.P. *Mobilistskie idei v geologii nefti i gaza* [Mobilist ideas in the geology of oil and gas]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2007, no. 2.
7. Serebrennikova O.V., Vu Van Khai, Savinykh Iu.V., Krasnoiarova N.A. *Genezis neftei mestorozhdeniia Belyi Tigr (V'etnam) po dannym o sostave nasyshchennykh atsiklicheskikh uglevodorodov* [Genesis of the White Tiger (Vietnam) oil deposits from the data on the composition of saturated acyclic hydrocarbons]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Tomsk Polytechnic University], 2012, vol. 320, no. 1, pp. 134–137.
8. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Statova O.F. *Geokhimiia i genezis paleozoiskikh neftei Zapadnoi Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of Western Siberia]. *Geokhimiia* [Geochemistry], 1998, no. 1, pp. 3–17.
9. Gozhik P.F., Kraiushkin V.A. *O zhizni, tvorchestve i nauchnom nasledii akademika V.B. Porfir'eva* [On the life, creativity and scientific heritage of Academician Porfiryev]. *Vladimir Borisovich Porfir'ev. Uchenyi, geolog, pedagog, chelovek* [Vladimir Borisovich Porfiryev. Scientist, geologist, teacher, person]. Kiev: IGS NAS of Ukraine Publ., 2000, pp. 14–46.
10. Dvali M.F. *Sovremennoe sostoianie nauchnoi bazy geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz i zadachi ee razvitiia* [The current state of the scientific base of geological exploration for oil and gas and the tasks of its development] *Trudy VNIGRI* [Proceedings of VNIGRI], 1967, issue 259.
11. Dvali M.F. *O gipotezakh neorganicheskogo proiskhozhdeniia nefti i ob otsenke perspektiv neftegazonosnosti s pozitsii etikh gipotez* [On the hypotheses of the inorganic origin of oil and on the assessment of the prospects of oil and gas bearing from the standpoint of these hypotheses]. Leningrad, Nedra Publ., 1968.
12. Dmitrievskii A.N., Shuster V.L. *Neftegazonosnost' fundamenta Zapadnoi Sibiri* [Oil and gas bearing base of Western Siberia]. Int. acad. conf. *Fundament i problemy neftegazonosnosti Zapadnoi Sibiri* [The foundation and problems of oil and gas in Western Siberia]. Tyumen, 2010.
13. Bochkarev V.S., Brekhuntsov Iu.G., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniia zalezhei nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseine* [Regularities in the location of oil and gas deposits in the West Siberian megabasin]. *Gornye vedomosti* [Mountain sheets], 2007, no. 10, pp. 6–23.
14. Kalinko M.K. *Neorganicheskoe proiskhozhdenie nefti v svete sovremennykh dannykh* [Inorganic origin of oil in the light of modern data]. Moscow, Nedra Publ., 1968.
15. Kontorovich A.E., Brekhuntsov A.M., Burshtein L.M. i dr. *Zapadno-Sibirskaia neftegazonosnaia provintsiia: sostoianie syr'evoi bazy, prognozy razvitiia nefte- i gazodobychi, aktual'nye problemy nedropol'zovaniia* [West-Siberian oil and gas province: the state of the resource base, the forecasts of the development of oil and gas production, the current subsoil use problems].Theses of the reports of the scientific-practical conference *Aktual'nye problemy poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza* [Actual problems of prospecting, exploration and development of oil and gas fields]. Moscow, IGiRGI, 2004, pp. 11–17.
16. Kudriavtsev N.A. *Sostoianie voprosa o genezise nefti na 1966 god* [The state of the question of the genesis of oil for 1966.]. *Genezis nefti i gaza* [The genesis of oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1967, pp. 262–291.
17. Kudriavtsev N.A. *Genezis nefti i gaza* [The genesis of oil and gas]. Leningrad, Nedra Publ., 1973, 216 p.

18. Lobova G.A. *Poiski uglevodorodov v doiurskom fundamente tsentral'noi chasti Zapadnoi Sibiri* [The search for hydrocarbons in the pre-Jurassic basement of the central part of Western Siberia]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2014, vol. 9, no. 1, pp. 1–10.
19. Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A., Samoilova A.V. *Modelirovanie geologicheskogo stroeniia i mekhanizmov formirovaniia i razmeshcheniia skoplenii nefti i gaza v doiurskikh kompleksakh Zapadnoi Sibiri* [Modeling of the geological structure and mechanisms of formation and location of oil and gas accumulations in pre-Jurassic complexes of Western Siberia]. Moscow, IPNG RAN Publ., 2007.
20. Chebanenko I.I., Kraiushkin V.A., Klochko V.P. i dr. *Neftegazoperspektivnye ob"ekty Ukrainy. Neftegazonosnost' fundamenta osadochnykh basseinov* [Oil and gas prospects of Ukraine. Oil and gas bearing of the foundation of sedimentary basins]. Kiev, Naukova dumka Publ., 2002.
21. Chebanenko I.I., Kraiushkin V.A., Klochko V.P. i dr. *Neft' i gaz v dokembrii Dneprovsko-Donetskogo avlakogena* [Oil and gas in the Precambrian of the Dnieper-Donets aulacogene]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2004, no. 2.
22. Porfir'ev V.B., Klochko V.P. *Problema neftegazonosnosti fundamenta Sibiri* [The problem of oil and gas bearing of the basement of Siberia]. Kiev, IGS AS of the Ukrainian SSR, 1981, pp. 36–101.
23. Romm E.S. *Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornykh porod* [Structural models of pore space of rocks]. Leningrad, Nedra Publ., 1985, 240 p.
24. Savinykh Iu.V. *Sravnitel'naia kharakteristika molekuliarnogo sostava neftei mestorozhdenii Drakon i Belyi Tigr* [Comparative characteristics of the molecular composition of the Dracon and White Tiger oil]. Proc. of the VII int. conf. *Khimiia nefti i gaza* [Chemistry of oil and gas]. Tomsk, 2009, pp. 157–160.
25. Stavrogin A.N. *O vliianii deformatsii na pronitsaemost' gornykh porod* [On the effect of deformation on the permeability of rocks]. *Fiziko-mekhanicheskie svoistva gornykh porod verkhnei chasti zemnoi kory* [Physical and mechanical properties of rocks of the upper part of the earth's crust]. Moscow, Nauka Publ., 1968, pp. 156–161.
26. Timurziev A.I. *Sovremennoe sostoianie gipotezy osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniia nefti (voprosy migratsii UV)* [The current state of the hypothesis of the sedimentary-migratory origin of oil (issues of hydrocarbon migration)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftegazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2009, no. 12, pp. 30–38.
27. Timurziev A.I. *Noveishaia sdvigovaia tektonika osadochnykh basseinov: tektonofizicheskii i fliuidodinamicheskii aspekty (v sviazi s neftegazonosnost'iu)* [The newest shear tectonics of sedimentary basins: tectonophysical and fluid dynamic aspects (in connection with oil and gas content)].Theses ... doctor of geological and mineralogical sciences. Moscow, MGU, 2009, 40 p.
28. Timurziev A.I. *Novye vzgliady na stroenie platformennoi skladchatosti Nadym-Purskoi vpadiny v sviazi s zadachami osvoeniia iurskogo kompleksa* [New views on the structure of the platform folding of the Nadym-Pura depression in connection with the tasks of the development of the Jurassic complex]. *Gornye vedomosti* [Mountain sheets], 2012, no. 4(95), pp. 28–70.
29. Timurziev A.I. *Rezoliutsiia I Kudriavtsevskikh chtenii – Vserossiiskoi konferentsii po glubinnomu genezisu nefti i gaza* [Resolution I of the Kudryavtsev Readings- All-Russian Conference on the Deep Genesis of Oil and Gas]. *Glubinnaia neft'* [Depth oil], 2013, no. 1, pp. 4–12.
30. Timurziev A.I. *Sovremennoe sostoianie teorii proiskhozhdeniia i praktiki poiskov nefti: tezisy k sozdaniiu nauchnoi teorii prognozirovaniia i poiskov glubinnoi nefti* [The current state of the theory of origin and the practice of oil exploration: the theses for the creation of a scientific theory of forecasting and prospecting for deep oil]. *Glubinnaia neft'* [Depth oil], 2013, no. 1, pp. 18–44.
31. Timurziev A.I. *Rezoliutsiia II Kudriavtsevskikh chtenii – Vserossiiskoi konferentsii po glubinnomu genezisu nefti i gaza* [Resolution II of the Kudryavtsev Readings- All-Russian Conference on the Deep Genesis of Oil and Gas]. *Glubinnaia neft'* [Depth oil], 2014, no. 5, pp. 684–688.
32. Timurziev A.I. *Prisdvigovaia neft': k obosnovaniiu zhil'nogo tipa zalezhei i voprosam sovershenstvovaniia metodiki poiskovo-razvedochnykh rabot na osnove strukturno-deformatsionnogo kriteriia produktivnosti skvazhin. Ch. I* [Prisdvigova oil: to the substantiation of the vein type of deposits and the issues of improving the methods of prospecting and exploration based on the structural-deformation criterion of well productivity. Part I]. *Gornye vedomosti* [Mountain sheets], 2015, no. 6(133), pp. 38–66.
33. Timurziev A.I. *Prisdvigovaia neft': k obosnovaniiu zhil'nogo tipa zalezhei i voprosam sovershenstvovaniia metodiki poiskovo-razvedochnykh rabot na osnove strukturno-deformatsionnogo kriteriia produktivnosti skvazhin. Ch. 2* [Prisdvigova oil: to the substantiation of the vein type of deposits and the issues of improving the methods of prospecting and exploration based on the structural-deformation criterion of well productivity. Part 2]. *Gornye vedomosti* [Mountain sheets], 2015, no. 7(134), pp. 42–75.
34. Shnip O.A. *Geologicheskie kriterii otsenki perspektiv porod fundamenta na neft' i gaz* [Geological criteria for assessing the prospects of the basement rocks for oil and gas]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2000, no. 5.
35. Shpil'man A.V. *Parametry neftianykh zalezhei iurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri i ikh vzaimosviaz'* [Parameters of oil deposits of Jurassic deposits of Western Siberia and their interrelation]. *Vestnik nedropol'zovatelia Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga* [Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug], 2003, no. 11.
36. Shreider L.A., Baidiuk B.V., Pavlova N.N. *Deformatsionnye svoistva gornykh porod pri vysokikh davleniiakh i temperaturakh* [Deformation properties of rocks at high pressures and temperatures]. Mosvow, Nedra Publ., 1968, 358 p.
37. Shuster V.L. *Neftegazonosnost' paleozoiskogo fundamenta Zapadnoi Sibiri* [Oil and gas potential of the Paleozoic basement of Western Siberia]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika* [Georesources, geoenergetics, geopolitics], 2010, no. 2, pp. 1–20.
38. Shuster V.L., Dziublo A.D. *Geologicheskie predposylki neftegazonosnosti glubokozalegaiushchikh iurskikh i doiurskikh otlozhenii na severe Zapadnoi Sibiri* [Geological prerequisites for the oil and gas potential of deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia]. *Ekspozitsiia neft' gaz* [Exposition of oil gas], 2011, no. 6/N, pp. 26–29.
39. Shuster V.L., Punanova S.A., Samoilova A.V., Leviant V.B. *Problemy poiska i razvedki promyshlennykh skoplenii nefti i gaza v treshchino-kavernoznykh massivnykh porodakh doiurskogo kompleksa Zapadnoi Sibiri* [The problems of prospecting and exploration of industrial accumulations of oil and gas in fissured-cavernous massive rocks of the pre-Jurassic complex of Western Siberia]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2011, no. 2, pp. 26–33.

УДК 553.98

В.А. Карпов
канд. геол.-мин. наук
заслуженный геолог РФ
эксперт ГКЗ
журнал «Недропользование XXI век»[1]
член редакционной коллегии
начальник геологического отдела Березовской НГРЭ ГПП «Хантымансийскнефтегазгеология» (1992–1993)
главный геолог ГПП «Обьнефтегазгеология» (1993–1995)
главный геолог управления поисково-разведочных работ ОАО «Сургутнефтегаз» (1995–2004)
заместитель начальника геологического управления ОАО «Сургутнефтегаз» (2004–2011)
valkarp@yandex.ru

К вопросу о дальнейшей роли Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

[1]Россия, 115054, Москва, Большой Строченовский пер., 7, оф. 509.

Автор подчеркивает, что роль Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в отрасли остается ключевой. Дано обоснование наличия необходимой геологической основы неизбежности «второго дыхания» нефтегазовой отрасли этого региона

Ключевые слова: Югра; бажен; фундамент; разлом; методика ГРР

Многие эксперты, занимающиеся проблемами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с сожалением констатируют, что падающую добычу и растущую обводненность разрабатываемых месторождений компенсировать в необходимом объеме практически уже нечем. Открытия гигантских и крупных месторождений ожидать не приходится, а мелкие и мельчайшие месторождения (согласно новой парадигме академика А.Э. Конторовича [1]) удержать требуемый уровень добычи не смогут по определению.

Предполагается, что достигнутые объемы ГРР в ближайшее время вряд ли могут быть увеличены, т.к. общепризнано, что «сливки уже сняты» – наиболее перспективные объекты (земли) распределены (за редким исключением). Оставшиеся участки либо бесперспективны, либо слабо изучены, либо сложнопостроенные, где невозможно обеспечить высокую эффективность. Дальнейшее вовлечение в изучение новых земель, как правило, сопряжено с общей глинизацией разреза, уменьшением числа нефтеперспективных пластов, усилением неструктурного фактора при формировании ловушек.

Последние данные, опубликованные в работе С.Г. Кузьменкова [2], свидетельствуют о том, что фронт работ не так уж мал:

«– по состоянию на 01.01.2018 на территории ХМАО – Югры открыто 483 месторождения нефти и газа, из них 257 находятся в разработке;

– к промышленной разработке необходимо подготовить 226 месторождений в пределах распределенного (135) и нераспределенного (91) фондов недр с ресурсами более 1,5 млрд т углеводородного сырья».

Однако структура этих запасов не позволяет считать их благодатным резервом, не позволяет уверенно рассчитывать на этот фронт работ.

Возникает резонный вопрос: способны ли недра Югры «удивить» еще пока не видимыми ресурсами УВ, пока не очевидными новыми объектами приложения геологической мысли, обещающими остановить падение добычи, остались ли на уже известных объектах разработки еще не выявленные резервы?

Начнем с последних, среди которых на первом месте по ожидаемой отдаче стоит **баженовская свита** – особый проблемный комплекс пород, который способен при определенных условиях стать одним из компенсаторов. С момента (1968 г.) получения фонтана нефти с дебитом 700 м^3/сут впервые в Западной Сибири (и в мире) из глинистых битуминозных отложений на Салымской площади (скв. № 12-Р) о баженовской свите не говорил и не писал только ленивый. Полувековой опыт изучения этой свиты так и не дал однозначного ответа о генезисе этого уникального природного резервуара нефти и газа. Поэтому до сих пор отсутствуют методика поиска скоплений УВ в этой свите, способ геометризации ловушек. Нет и надежной методики интерпретации данных ГИС с целью выделения интервалов коллекторов, притом, что керн при низком его выносе часто не является кондиционным и не подлежит лабораторным исследованиям. Сомнительны результаты лабораторных исследований и в том случае, когда имеют вынос керна более 100%, когда керн при довольно краткосрочном хранении после подъема распадается со «звуковым» сопровождением (потрескиванием), как следствие снятия эффекта дилатансии. Таким образом, возникла и до сих пор сохраняется парадоксальная ситуация, когда ищут (наощупь), находят (случайно) и разрабатывают объект, не до конца понимая, с чем имеют дело. Отсутствует и полноценная методика подсчета запасов УВ в этом комплексе, а «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [3] сегодня является неким временным договором взаимодействия между Государством и Недропользователем до того момента, когда суть этого объекта будет досконально расшифрована.

Пока же хочется обратить внимание на следующую главную особенность, не учитываемую должным образом сегодня.

Традиционный тип природного резервуара УВ обладает свойством сплошности развития как породы, так и флюида в коллекторе и может быть представлен в виде привычной для всех системы «флюид в породе». Природный же резервуар в баженитах, образованный благодаря особым тектоническим условиям, отличается прерывистостью породы и сплошностью флюида в коллекторской его части, образует здесь систему «порода во флюиде» и поэтому обладает инвертным характером [4]. Именно это определяет локализацию «сладких пятен», мест, где получали фонтаны нефти без ГРП. Казалось бы, за полвека именно на такие места должен быть уже настроен локальный прогноз при ГРР. Однако пока такой методики картирования объектов в «бажене» не наблюдается.

Есть, условно, еще два рода «бажена»: первый, «обнимающий» выше описанный, из которого получают промышленные притоки нефти после ГРП (в том числе в сочетании с горизонтальным бурением), и второй, который не продуктивен и после ГРП при наличии прямых

(и явных) признаков нефтеносности. Исходя из этого, требуются тщательные исследования на предмет районирования всего ареала развития «бажена», градации земель по характеристикам емкостного пространства. Надо полагать, что этому будет способствовать создание полигона, бурение специальной скважины (и может быть не одной), однако, хочется предостеречь: «бажен» на первых метрах по латерали может кардинально менять свои фильтрационно-емкостные характеристики, и в связи с этим, каждая новая скважина по сути – новый полигон. Кроме того, к примеру, «бажен» во Фроловской впадине и «бажен» на Красноленинском своде не идентичны, что предполагает и различные подходы при локализации этого объекта.

Другой объект не столь пристального внимания сейчас, но несомненно заслуживающий иного отношения, – **фундамент, доюрский комплекс любого возраста**. Отрадно наблюдать, что сегодня не только неорганики, но и сторонники органического происхождения УВ, считают этот комплекс **регионально нефтегазоперспективным** [5].

В образованиях палеозойского фундамента Западной Сибири, в трещинно-кавернозных породах на контакте с чехлом выявлены порядка 50 месторождений УВ и более 100 случаев – прямые признаки нефтегазоносности. На большей части территории Западно-Сибирской плиты фундамент представлен метаморфическими и магматическими образованиями, возраст которых определяется как позднепалеозойский [6]. Наибольшие споры вызывает положение триасового комплекса. Одни исследователи относят его к фундаменту, другие – к чехлу, третьи выделяют его как особый «промежуточный», или «переходный», комплекс. Представлены триасовые отложения туринской серией, состоящей из грубообломочных пород, местами пестроцветных с углистыми включениями и прослоями траппов. Отложения выполняют грабены фундамента, типичным представителем может считаться Рогожниковский доюрский грабен, контролирующий одноименное месторождение. И в целом, Западно-Сибирская плита состоит из нескольких крупных геоблоков, имеющих различный возраст консолидации и разграниченных глубинными разломами. Строение фундамента осложнено многочисленными грабенами и палеорифтами, заполненными пермскими, триасовыми и отчасти нижнеюрскими породами мощностью до 4 км. Отсюда, важнейшей особенностью тектоники фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты является наличие крупных (региональных) разломов. Большинство из них ориентированы в северо-западном и северо-восточном направлениях, встречаются разломы и субширотного простирания. В фундаменте региональные разломы создают палеорифты и зоны дробления, которые отражаются в осадочном чехле цепочками локальных поднятий. Большинство крупных разломов Западно-Сибирской плиты были заложены уже на геосинклинальном этапе развития, развивались практически постоянно и последний раз активизировались в олигоцене [7].

К особому типу залежей в доюрском комплексе можно отнести ожидаемые ловушки, приуроченные к зонам тектонической активности, разуплотнения или дезинтеграции пород. Они приурочены к границам блоков фундамента различного структурно-вещественного состава и строения, а также к зонам других крупных разломов. Коллекторские свойства палеозойских отложений фундамента Западной Сибири характеризуются большой неоднородностью и относятся к трещинному и трещинно-порово-кавернозному типу. Коллектор по породам фундамента формировался при сочетании эрозионных, деформационных и гидротермальных процессов. По генезису он является вторичным. Блоковое строение фундамента и нижних слоев осадочного чехла с густой сетью разрывных нарушений способствовало образованию трещинных и порово-трещинных коллекторов в триасовых и юрских толщах и последующему формированию залежей нефти преимущественно массивного и приразломного типов. Установлена геодинамическая связь месторождений УВ в осадочном чехле с нефтеносностью пород фундамента. При этом имеет место катализирующая роль зон глубинных разломов в процессе формирования вторичных коллекторов [8]. Особенности развития локальных структур определяется их принадлежностью к различным тектоническим блокам, которые были выделены по поверхности доюрского основания. Большинство дизъюнктивных нарушений выделяется в фундаменте и нижних частях юрского разреза, а часть разломов проникает до неокомских отложений. Одним из поисковых признаков для обнаружения вторичных коллекторов как в фундаменте, так и в мезозойских платформенных отложениях является наличие активизированных зон разуплотнения (деструкции) с повышенной трещиноватостью. Они выделяются по материалам крупномасштабных грави-, магнито-, сейсмических съемок и различных видов дистанционного геофизического зондирования. На временных разрезах в области гранитных массивов, являющихся основанием для нескольких локальных поднятий исследуемой территории, хорошо выделяются вертикальные зоны ослабления динамических

параметров сейсмической записи. Эти зоны могут являться зонами деструкции с развитием зон трещиноватости пород и проникновением зон разломов из интервала фундамента в отложения платформенного чехла.

Рогожниковское месторождение, как типичный представитель объекта в фундаменте, расположено на границе Красноленинского свода и Фроловской впадины в зоне влияния крупного глубинного разлома, разделяющего Уват-Ханты-Мансийский срединный массив и Уральскую складчатую систему [9]. На исследуемом участке по данным грави- и магниторазведки, а также по материалам сейсморазведки широко развиты многочисленные тектонические нарушения и разломы, разграничивающие крупные блоки фундамента. Вдоль разломов происходили движения блоков фундамента с проявлением вулканизма в наиболее активные тектонические этапы триасового времени. Кроме проявлений вулканизма, изучаемая нами зона характеризуется наличием крупной гранитной интрузии, формирующей Красноленинский выступ. После завершения активной стадии вулканической деятельности к началу средней юры изучаемая территория представляла собой участок суши, подвергавшийся интенсивной денудации с образованием коры выветривания. Однако проявление тектонических процессов на этом не закончилось. Вдоль глубинных разломов в олигоцене произошли смещения блоков доюрского основания и связанных с ними отложений осадочного чехла. Подавляющее число исследователей Западной Сибири полагают, что коллекторские свойства и нефтенасыщение вулканитов определяются структурно-текстурными характеристиками пород и их эпигенетической преобразованностью. Основная масса углеводородов аккумулирована в кавернозно-порово-трещинном пространстве коллекторов, но продуктивность их определяется микро- и макротрещиноватостью. Главную роль в формировании коллектора играет разветвленная система локальных тектонических нарушений [9].

Во многих нефтегазоносных провинциях зафиксирована инверсия в гидростатическом законе распределения пластовых давлений с глубиной: аномально низкие или пониженные пластовые давления относительно регионального фона замечены на разных стратиграфических уровнях [10, 11, 12, 13] Восточной и Западной Сибири, в Восточном Предкавказье, в Припятском прогибе, в Предкарпатье, во Вьетнаме (Белый Тигр) и т.п. Причем, практически во всех случаях прямо или косвенно прослеживается связь с природными резервуарами трещинного (или смешанного) типа.

Наличие таких пьезоминимумов – признак существования в настоящем или в недавнем прошлом нисходящей фильтрации флюидов, как естественной реакции определенного объема системы порода – флюид на разуплотнение (дилатансию) вещества за счет тектонических подвижек [7].

Существуют различные модели нисходящей фильтрации, одна из них основывается на возникновении вакуума в момент трещинообразования. Согласно этой модели, в период разломообразования между трещиноватым фундаментом и осадочными отложениями должен наблюдаться перепад давления, под действием которого флюиды будут засасываться в проницаемый фундамент (Кукуруза В.Д., Кривошеев В.Т.,1997).

Другая модель основывается на возникновении дефицита давления за счет геодинамического фактора. Ряд исследователей связывают возникновение нисходящей фильтрации с геодинамическим режимом растяжения, вследствие чего по разломам возможна нисходящая миграция УВ из более молодых в более древние отложения, в том числе породы фундамента (Байбакова Г.А., 1996; Шеин В.С., Певзнер Л.А., Горбачев В.И., 1981).

Как нисходящие, так и восходящие потоки – отражение тектонических процессов на завершающем этапе развития, когда основная масса месторождений была уже сформирована, а последняя фаза активизации привела к реформированию схемы распределения залежей [7] со смешением различных флюидов под влиянием активного разлома.

Изучение известных электрических полей Земли, тесно связанных с активными тектоническими процессами, позволило выявить геоэлектрический механизм попадания нефтяных углеводородов (УВ) из залежей осадочного чехла в кристаллический фундамент [14]. Его физическая основа заключается в том, что в период возникновения глубинных разломов, впервые осложняющих фундамент и сформировавшиеся залежи нефти и газа в осадочном чехле, происходит активная струйная фильтрация УВ из залежей в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов под действием электрических полей высокого напряжения, обусловленных пьезоэлектрическим эффектом и электризацией кристаллических пород в процессе трещинообразования. Считается, что такой механизм имеет глобальный характер проявления и тесно связан с тектонической жизнью Земли. Все это также свидетельствует о возможности региональной нефтегазоносности магматических и метамор-

фических пород на рассматриваемой территории.

Отдельно стоит затронуть **проблему больших глубин** [19], часто совпадающую с проблемами фундамента и «старых» месторождений. В связи с чем уместно вспомнить, что академиком А.Э. Конторовичем, как упомянуто выше, объявлена новая парадигма. И считаю необходимым процитировать следующее [1].

«Когда мы реализовывали первую парадигму, мы шли по гигантам, мелкие месторождения часто не замечали, их никто не вводил в разработку, они не представляли интереса. Особенность парадигмы развития нефтегазовой отрасли России в XXI веке будет состоять, в частности, в освоении в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн т.

Освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли.

Вторая задача нового поколения исследователей, геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков нефтяных и газовых месторождений – крайне аккуратно, бережно, с помощью новейших технологий продолжать разрабатывать одряхлевшие гиганты, извлекать остаточную нефть из залежей. Хотя гигантские месторождения мы больше не открываем, на имеющихся гигантах и в Европейской части страны, и в Западной Сибири еще есть значительные запасы углеводородов. Проблема в том, что в силу особенностей добычи они сильно обводнены: с 3–10% нефти идет 90–97% воды. Для того чтобы отделить нефть от воды, необходимы специальные установки на поверхности, специальная инфраструктура.

Также мы должны продолжать работать в тех нефтегазоносных провинциях, где еще остались не выявленные крупные месторождения. Это, в первую очередь, территория Сибирской платформы – междуречье Енисея и Лены, там нас ждет еще очень много открытий.

Что касается России, то она последовательно доводила до логического конца парадигму Губкина – Байбакова – Трофимука: мы шли с Запада на Восток и дошли до Тихого океана. Дальше двигаться некуда. Нефть Охотского моря сегодня достаточно хорошо освоена, во всяком случае на шельфе острова Сахалин. Строго говоря, решена задача и выхода на Север – мы создали в Ямало-Ненецком автономном округе уникальный, не имеющий аналогов в мире, центр добычи газа, а это Арктика – побережье Северного Ледовитого океана. Наши геологи уже сделали блестящие открытия на Западно-Арктическом шельфе: Штокмановское газовое месторождение, группа нефтяных месторождений в Печорском море, Комсомольское и Русановское месторождения в Карском море, целый ряд месторождений в Обской и Тазовской губах, и продолжают работать на этих территориях. Но принципиально задача решена – парадигма Губкина – Байбакова – Трофимука себя исчерпала. Насколько я понимаю, до меня этого никто не говорил».

Смею утверждать, что если (при необходимости продолжения заниматься «старыми» месторождениями, ТРИЗами, востоком России и ее шельфом) основой новой парадигмы становится освоение мелких и мельчайших месторождений, то это все-таки продолжение парадигмы Губкина – Байбакова – Трофимука, ее финальная фаза.

Подтверждение мы видим в структуре прироста запасов в последние годы: открытий мало, а приросты главным образом за счет эксплуатационного бурения. Редкие открытия в основном – это мелкие месторождения. Таким образом, нефтяные компании, можно считать, уже приступили к реализации этой парадигмы (или завершают реализацию парадигмы Губкина – Байбакова – Трофимука). Это с одной стороны, а с другой – иного и ожидать не приходится: сейчас доля нераспределенного фонда недр составляет по природному газу – около 5%, нефти – 6% [15]. Незавидное будущее в этом отношении у «Росгеологии», организации, которая готовит новые лицензионные участки недропользователям (для аукционов), если, конечно, не поменяет идеологию.

Возникает вопрос: так ли недропользователи представляют себе парадигму, по которой следует действовать в дальнейшем и открывать более значимые запасы?

Рискну изложить ее, как позволяет трактовать имеющийся фактический материал, понимая, что в основе лежит его **интерпретация,** в большинстве случаев допускающая различное толкование одного и того же геолого-геофизического материала разными исследователями.

Некоторые утверждают, что в основе любой парадигмы лежит отношение к генезису УВ. Абсолютное число открытий приписывается органическому генезису, поэтому большинство геологов в России и в мире – «органики». Чаще – по умолчанию. Меньшинство – «неорганики». Но, как известно, голосование – не метод исследователя. Может быть, действительно прав А.И. Тимурзиев, когда заявляет, что «…речь идет о смене исчерпавшей, по мнению автора, свой ресурс развития осадочно-миграционной парадигмы нефтегазовой геологии, основанной на теории органического (биогенного) происхождения углеводородов, на ее антагонистически-

альтернативную глубинную парадигму, основанную на теории неорганического (минерального), абиогенно-мантийного происхождения углеводородов» [16]? Ведь, если он прав, то география, стратиграфия и глубины поиска УВ могут быть значительно расширены, нефтегазоперспективных земель может стать существенно больше. Но проверка этой точки зрения еще впереди.

А пока на этот счет у автора этих строк есть своя точка зрения [17]. Главное: теория органического (биогенного) происхождения углеводородов не исчерпала себя. Ведь надо признать, что в основном до сих пор мы занимались «вершками», а уже пришло время вплотную заняться «корешками». И в этом смысле утверждение о том, что «…освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли» может и должна иметь иную трактовку: **мелкие и мельчайшие залежи необходимы как индикаторы крупных залежей, являющихся «материнскими», залегающими на иных глубинах и стратоуровнях.**

К слову, проблема «старых» месторождений (обводненность до 90–97%) очень скоро станет реальностью и для мелких, но примечательно то, что нефть на многих из них скорее всего закончится нескоро и закончится ли она когда-либо, – неизвестно. Ведь нет пока ни одного месторождения со 100% обводненностью.

И это происходит потому, что имеются явные признаки **восполнения** запасов УВ. На «старых» месторождениях объем отобранных УВ нередко превышает объем первоначально подсчитанных. Там же зачастую по отдельным залежам при гидродинамическом моделировании, при подсчете запасов методом материального баланса выходят на «лишние» объемы УВ. Такие факты, казалось бы, служат аргументами справедливости неорганической гипотезы генезиса УВ, ибо такое возможно при наличии подводящего **разлома**, который способен быть транспортером флюидов из глубин недр. Но есть модель, позволяющая формировать скопления и органических УВ [17]. Именно по этой причине, надо полагать, положительные структуры (антиклинали) контролируют скопления УВ. А как утверждает академик А.В. Пейве, «… рассматривая соотношение разломов и складок, прежде всего, необходимо резко подчеркнуть генетическое единство тех и других при ведущей роли глубинных разломов. Нельзя представить себе происхождение складок и складчатых зон вне связи с глубинными разломами. В природе имеются глубинные разломы, не сопровождающиеся складками, но не могут быть указаны складчатые зоны или полосы без глубинных разломов».

Таким образом, разлом является тем звеном, за которое можно вытянуть всю цепь связанных с ним геологических конструкций, определяющих **главный** тип ловушек, способных контролировать значительные по запасам скопления УВ.

Если сегодня центром пристального внимания и всестороннего анализа является антиклиналь (локальное поднятие), то завтра (если не вчера) таким центром должен стать разлом, контролирующий как конседиментационные условия образования первичных пород-коллекторов, так и постседиментационные процессы формирования вторичной емкости и нефтескопления и образующий совершенно иной по природе и морфологии локальный объект – тектонический блок.

Как известно, в большинстве случаев стратегия и тактика геологического производства недропользователей не отличаются оригинальностью, и в общем случае происходит следующее: после приобретения очередного лицензионного участка и проведения минимального объема геофизических работ (в основном сейсмических 2D или 3D), иногда – дистанционных и геохимических (в соответствие с требованиями лицензионных соглашений) осуществляется бурение глубоких скважин по сугубо структурному (антиклинальному) принципу. Таким образом, судьба этого участка изначально предопределена: он стал заложником устоявшегося подхода, исключающего в принципе развитие «неструктурных» ловушек УВ.

Особая роль разлома (активного разлома) – в формировании большой совокупности труднокартируемых скоплений УВ – тектонически зависимых вторичных скоплений. Влияние разломной тектоники на флюидодинамику очевидно. При тектонической активизации движение флюидов в зонах разломов и прилегающем пространстве осуществляется в направлении максимального проявления дилатансии, в любом направлении. Активный разлом осложняет ловушку любого типа (структурную-антиклинальную, неструктурную-неантиклинальную). Происходит трансформация (как правило, с глубиной) совокупности латерально чередующихся и соподчиненных залежей УВ (антиклинальных и пр.) в совокупность вертикально чередующихся приразломных скоплений, из субгоризонтального ряда – в субвертикальный, с появлением положительных структур, лишенных УВ. Эти приразломные скопления контролируются **тектонитами** – горными массами обломочного сложения, образованными в результате дробления исходных пород при их механических перемещениях в связи с образованием разрывных нарушений земной коры. Эти скопления приурочены к осо-

бому типу ловушек УВ, – к тектонозависимым, главный признак которых является **одновременное** их образование и заполнение в последнюю фазу активизации разлома.

Для природных резервуаров УВ, формирующихся в условиях активного разлома, характерны существенные генетические отличия:

– традиционные представления о коллекторах и покрышках могут быть не приемлемыми, т.к. под влиянием тектонической переработки (и сопутствующих вторичных процессов) бывшие покрышки (глины, плотные разности терригенных и карбонатных пород) становятся коллекторами, а песчаники, карбонаты и прочие коллекторосодержащие комплексы по этой же причине в сочетании с процессами вторичного минералообразования превращаются в покрышки;

– размеры и геометрия скопления УВ определяются, главным образом, масштабами емкостного пространства;

– при значительной высоте и малой ширине залежи последняя имеет в общем случае большую протяженность, т.е. ей присущ линеаментный вид, коррелируемый с контролирующим разломом, либо изометрическую форму, подчиненную узлу пересечения разломов.

Понятно, что для обнаружения таких скоплений УВ необходимо применение соответствующей методики нефтегазопоисковых работ [18], что составляет главную проблему больших глубин, на которых залегают породы доюрского комплекса и не только [20].

В условиях, когда главенствующим в размещении скоплений УВ является тектонический контроль (через разломы), схема необходимых и рациональных действий представляется следующей:

– создается тектоническая динамическая карта изучаемой территории, в основе которой должна быть заложена разломно-блоковая модель, а в качестве элементарной тектонической единицы должен выступать тектонический блок, с выделением блокообразующих разломов по степени активности во времени и пространстве;

– разрабатывается методика локального прогнозирования, на основе использования всего комплекса геолого-геофизической информации (сейсмической, высокоточной гравимагнитки, электроразведки, неотектоники, изучения современных тектонических движений, геохимической съемки, других методов дистанционного глубинного зондирования, данных глубокого бурения и т.п.). Эта методика должна быть настроена на определение координат прогнозной залежи, ее геометрии и углеводородного потенциала.

Геометрия скоплений УВ, связанных с тектонитами, имеет неявно выраженную субвертикальную составляющую, определяющую сложность выявления, картирования и изучения. Сложность заключается в том, что самым эффективным способом сейсморазведки МОГТ субвертикальные образования (крутопадающие породы, разломы и т.п.) локализуются и прослеживаются весьма условно. Другие отдельно взятые геофизические и дистанционные методы так же неэффективны. Сложность и в том, что тектониты, содержащие трещинные коллекторы, часто в сочетании с АВПД, склонны к осложнениям в процессе первичного вскрытия, требующим соответствующих «тяжелых» конструкций скважин. Сложность еще и в том, что трещинный коллектор в процессе его испытания как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне, имеет свойство смыкаться, что приводит к необратимым негативным изменениям его фильтрационно-емкостных свойств, к пропускам залежей УВ. И только ГРП способен как-то ликвидировать эти последствия, благодаря закреплению трещин. К слову сказать, горизонтальное бурение в сочетании с многоэтапными ГРП обеспечили сланцевой революции такой успех только в связи с субвертикальной ориентировкой «сладких пятен». Этот эффект заставляет задуматься о необходимости более массового перехода от «вертикального» поиска залежей в тектонитах к «горизонтальному», к более массовому бурению поисково-разведочных скважин с горизонтальным окончанием.

Есть еще одно «непаханное поле» – **эмульсионные залежи** [21], содержащие неньютоновские жидкости, что должно быть учтено как методикой ГРР, так и особенностями их разработки.

Успешность поисков залежей нефти и газа, как уже было сказано выше, остается весьма низкой. И такое положение будет сохраняться до тех пор, пока недропользователи от поисков и подготовки положительных структур не перейдут к картированию тектонических образований, контролирующих залежи нефти и газа. Суть повышения эффективности ГРР сегодня заключается в простой дифференциации положительных структур по степени перспективности, в результате чего значительное количество объектов надолго (если не навсегда) выпадают из поля зрения геологов. И как итог – огромное количество средств и времени тратятся на бурение в пределах заведомо непродуктивных структур [18].

Понятно, что необходимая (допустимая) рентабельность поиска ловушек УВ, связанных с тектонитами, (так же, как и требуемый уро-

вень воспроизводства ресурсов) может быть обеспечена обнаружением крупных месторождений. А этого невозможно достичь в одиночку, без объединения научно-производственного потенциала всех недропользователей и научных учреждений с целью создания единого документа – долговременной программы целенаправленного изучения недр Западной Сибири, составления обновленных карт тектодинамического и нефтегазоперспективного районирования и выработки комплекса, адаптированных к конкретным геологическим условиям, методик локального прогноза. Эту функцию мог бы взять на себя Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана.

Понятно также и то, что кооперация сил и средств недропользователей и науки на добровольной основе вряд ли реальна и не может осуществиться без влияния государства через лицензионные соглашения и другие регламентирующие документы (в том числе – через принятие специальных законов). Ибо в новых реалиях преодоление в одночасье возникших демаркационных границ и информационных барьеров становится делом государственным.

Вывод

Дальнейшая роль Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в стране – по-прежнему флагманская, «второе дыхание» нефтегазовой отрасли Югры – геологически обеспеченная неизбежность, время наступления, масштабы проявления и результаты которой зависят в первую очередь от адекватного понимания специалистами природы ловушек УВ, являющихся объектом изучения на этом новом этапе развития региона.

Не все сказанное (и, естественно, не для всех) является очевидным, не исключены и иные видения состояния и дальнейшего развития региона, возможны и другие рецепты поддержания его статуса.

Давайте поспорим.

Литература

1. Академик Конторович: Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России. Доступно на: http://www.sib-science.info/ru/institutes/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-11032016 (обращение 09.02.2017).
2. Сысоев В.В., Чижиков С.В., Кузьменков С.Г., Соколов А.В., Лопатников А.Н., Никишичев С.Б., Кушнарев П.П. Как в современных экономических реалиях обеспечить долгосрочное и устойчивое инвестирование в геологоразведку и освоение месторождений полезных ископаемых? // Недропользование XXI век. 2018. № 3. С. 4–13.
3. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 68–101.
4. Карпов В.А. Еще раз о баженитах Западной Сибири (Об инвертном типе природного резервуара УВ в баженовской свите) //Недропользование XXI век. 2013. № 3. С. 70–77.
5. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс //Отечественная геология. 2012. № 6. С. 90–94.
6. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента //Геология нефти и газа. 1997. № 8.
7. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах //Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 66–70; 2012. № 1. С. 72–75.
8. Беккина С. М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента в пределах Широтного Приобья. Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. Уфа. 2010.
9. Гилязова С.М., Сиднев А.В. О влиянии тектоники на формирование Рогожниковского месторождения //Успехи современного естествознания. 2009. № 10.
10. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.
11. Джумагулов А.Д. Геодинамика и ремиграция углеводородов //Материалы международной конференции «Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре». Ташкент. 2002.
12. Тю Ван Лыонг, Нгуен Хыу Нян. Особенности распределения изменения давлений в гранитоидных коллекторах месторождений Белый Тигр // Нефтегазовое дело. 2009. № 1.
13. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов / Формирование, поиск и разведка газовых залежей. М.: ВНИИГаз. 1988. С. 29–37.
14. Кукуруза В.Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносности недр. Киев: Карбон-Лтд. 2003.
15. Ищенко А.Н. Законодательное обеспечение недропользования. Итоги первого полугодия //Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 4–6.
16. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России //Недропользование XXI век. 2017. № 1. С. 116–120.
17. Карпов В.А. Некоторые замечания по проблемам нефтегазообразования и нефтегазонакопления //Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 142–149.
18. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири //Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 2–6.
19. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений //Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
20. Карпов В.А. Нефтегазогеологические проблемы больших глубин //Недропользование XXI век. 2014. № 4. С. 76–81.
21. Карпов В.А. Об особом типе скоплений трудноизвлекаемых запасов УВ //Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 138–145.

UDC 553.98

V.A. Karpov, PhD, Expert State Commission on Mineral Reserves, Member of the Editorial Board of "Subsoil use XXI Century" magazine[1], former head of the geological department of the Berezovskoye oil and gas exploration expedition of Khantymansiyskneftegasgeology, former chief geologist Obneftegazgeologiya, former chief geologist of the Surgutneftegaz exploration and exploration department, former deputy head of the geological department Surgutneftegaz, valkarp@yandex.ru

[1]Office 509, 7 Bolshoy Strochenovsky side street, Moscow, 115054, Russia.

To the Question of the Further Role of the West Siberian Oil and Gas Province

Abstract. This article emphasizes the key significance of West Siberian hydrocarbon province and provides geological reasoning for an inevitable future revival of the petroleum industry in the region.

Keywords: Yugra; bazhen; basement; fault; exploration methodology.

References

1. *Akademik Kontorovich: Global'nye problemy nefti i gaza i novaia paradigma razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii* [Academician Kontorovich: Global problems of oil and gas and a new paradigm for the development of the Russian oil and gas complex]. Avialable at: http://www.sib-science.info/ru/institutes/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-11032016 (accessed 9 February 2017).
2. Sysoev V.V., Chizhikov S.V., Kuz'menkov S.G., Sokolov A.V., Lopatnikov A.N., Nikishichev S.B., Kushnarev P.P. *Kak v sovremennykh ekonomicheskikh realiiakh obespechit' dolgosrochnoe i ustoichivoe investirovanie v geologorazvedku i osvoenie mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh?* [How in the current economic realities to ensure long-term and sustainable investment in geological exploration and development of mineral deposits?]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2018, no. 3, pp. 4–13.
3. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kollektorakh v otlozheniiakh bazhenovskoi tolshchi Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [Temporary methodological guidance on the calculation of oil reserves in fractured and fissured-porous reservoirs in the sediments of the Bazhenovian sequence of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 4, pp. 68–101.
4. Karpov V.A. *Eshche raz o bazhenitakh Zapadnoi Sibiri (Ob invertnom tipe prirodnogo rezervuara UV v bazhenovskoi svite)* [Once again about the basin of Western Siberia (On the inverted type of the natural reservoir of hydrocarbons in the Bazhenov suite)]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2013, no. 3, pp. 70–77.
5. Karpov V.A. *Fundament – regional'nyi neftegazonosnyi kompleks* [The foundation is a regional oil and gas complex]. *Otechestvennaia geologiia* [Domestic geology], 2012, no. 6, pp. 90–94.
6. Shuster V.L. *Neftegazonosnost' kristallicheskogo fundamenta* [Oil and gas bearing of the crystalline basement]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1997, no. 8.
7. Karpov V.A. *Razlom – kak ob"ekt izucheniia pri neftegazopoiskovykh rabotakh* [Fault- as an object of study in oil and gas exploration]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2011, no 6, pp. 66–70; 2012, no. 1, pp. 72–75.
8. Bekkina S. M. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doiurskogo fundamenta v predelakh Shirotnogo Priob'ia* [Geological structure and prospects of oil and gas potential of the pre-Jurassic foundation within the Latitudinal Ob area]. Dr. geol.-minerai. sci. diss. abstract. Ufa. 2010.
9. Giliazova S.M., Sidnev A.V. *O vliianii tektoniki na formirovanie Rogozhnikovskogo mestorozhdeniia* [On the influence of tectonics on the formation of the Rogozhnikovsky deposit]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia* [The successes of modern natural science], 2009, no. 10.
10. Abukova L.A., Iakovlev Iu.I. *Geoekologicheskaia kontseptsiia razrabotki mestorozhdenii nefti s nizkim gidrodinamicheskim potentsialom* [Geoecological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield business], 2008, no. 5, pp. 15–18.
11. Dzhumagulov A.D. *Geodinamika i remigratsiia uglevodorodov* [Geodynamics and remigration of hydrocarbons]. Proc. int. conf. «*Geodinamicheskaia obstanovka neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia v zemnoi kore*» [Geodynamic conditions of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the earth's crust], Tashkent, 2002.
12. Tiu Van Lyong, Nguen Khyu Nian. *Osobennosti raspredeleniia izmeneniia davlenii v granitoidnykh kollektorakh mestorozhdenii Belyi Tigr* [Features of the distribution of pressure changes in the granitoid reservoirs of the White Tiger]. *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business], 2009, no. 1.
13. Iakovlev Iu.I. *Teoriia i primery niskhodiashchei migratsii uglevodorodov* [Theory and examples of downward migration of hydrocarbons]. *Formirovanie, poisk i razvedka gazovykh zalezhei* [Formation, search and exploration of gas deposits], Moscow, VNIIGaz Publ., 1988, pp. 29–37.
14. Kukuruza V.D. *Geoelektricheskie faktory v protsessakh formirovaniia neftegazonosnosti nedr* [Geoelectric factors in processes of formation of oil and gas potential of subsoil], Kiev Karbon-Ltd Publ., 2003.
15. Ishchenko A.N. *Zakonodatel'noe obespechenie nedropol'zovaniia. Itogi pervogo polugodiia* [Legislative support of subsoil use. Results of the first half of the year]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 4, pp. 4–6.
16. Timurziev A.I. *«Oktiabr'skie tezisy», ili o nachale vtorogo etapa podgotovki nauchnoi revoliutsii po smene paradigmy neftegazovoi geologii v Rossii* ["October theses", or the beginning of the second stage of the preparation of a scientific revolution on the paradigm shift in oil and gas geology in Russia]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 1, pp. 116–120.
17. Karpov V.A. *Nekotorye zamechaniia po problemam neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia* [Some remarks on problems of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 4, pp. 142–149.
18. Karpov V.A. *Sostoianie i perspektivy razvitiia neftegazopoiskovykh rabot v Zapadnoi Sibiri* [The state and prospects for the development of oil and gas prospecting in Western Siberia]. *Geologiia nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2012, no. 3, pp. 2–6.
19. Karpov V.A. *Perspektivy vyiavleniia novykh zalezhei nefti v predelakh i vblizi starykh mestorozhdenii* [Prospects for identifying new oil deposits within and near old deposits]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2012, no. 3, pp. 20–23.
20. Karpov V.A. *Neftegazogeologicheskie problemy bol'shikh glubin* [Oil and gas-geological problems of great depths]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2014, no. 4, pp. 76–81.
21. Karpov V.A. *Ob osobom tipe skoplenii trudnoizvlekaemykh zapasov UV* [On a special type of clusters of hard-to-recover hydrocarbon reserves]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2016, no. 3, pp. 138–145.

III ЕГГФ В ЦИФРАХ

20 стран участниц

Крупнейшее событие 2018 в горной отрасли, которое посетят специалисты из Евросоюза, Китая, Индии, Вьетнама, Ирана, Сербии и других стран.

ЕГГФ

РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ, МИНСК, НАЦИОНАЛЬНАЯ БИБЛИОТЕКА БЕЛАРУСИ, 14+16 ноября 2018 ГОДА

В СМИ

25 информационных партнеров более

2 700 упоминаний в СМИ

более 10 000 участников — организации недропользователей, промышленность, наука и представители органов власти

Официальный сайт https://evrazgeoforum.com/
Регистрация https://reg.evrazgeoforum.com/

С 2016 ВЕДУЩАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ОБСУЖДЕНИЯ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА СЫРЬЕВЫХ РЫНКАХ ЕВРАЗИИ

ТРЕТИЙ Евразийский горно-геологический ФОРУМ

ЕГГФ

Республика Беларусь, Минск,
14 - 16 НОЯБРЯ 2018

САМОЕ МАСШТАБНОЕ СОБЫТИЕ 2018 В ГОРНОЙ ОТРАСЛИ!

ОСНОВНАЯ ТЕМА 2018:

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ГОРНОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ СОВМЕСТНОГО РАЗВИТИЯ И ПРОЦВЕТАНИЯ В ЕВРАЗИИ

ВОЗМОЖНОСТИ, ОТКРЫВАЮЩИЕСЯ НА ФОРУМЕ

ДЛЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ и СТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ

- Получить актуальную информацию в законодательной сфере, выстроить эффективные коммуникации с государственными структурами Government Relations (GR) стран ЕАЭС в области недропользования
- Установить новые деловые контакты
- Узнать о новых решениях по внедрению IT-технологий и инноваций, отвечающих требованиям мировой экономики, глобального технологического развития

ДЛЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИКИ

- Расширить рынки сбыта вашей продукции в странах ЕАЭС
- Получить технические условия и требования для целевых рынков реализации вашей продукции
- Найти новые квалифицированные кадры для вашего производства
- Познакомиться с новейшими разработками ведущих ученых

ОРГАНИЗАТОРЫ ФОРУМА: Министерство природных ресурсов Республики Беларусь и ООО«Евразийская горно-геологическая группа»
сайт https://evrazgeoforum.com/ **E-mail: info@evrazgeoforum.com**

TEL / VIBER/ WHASAPP/ TELEGRAM
+375 (29) 6762719; +7 (965) 134 62 88

В социальных сетях: Facebook / Instagram / Telegram / Вконтакте **ОФИЦИАЛЬНЫЕ группы Форума: EVRAZGEOFORUM**

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

ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов

На 1 августа 2018 г. проведена государственная экспертиза 1246 объектов, в том числе:
– по оперативному изменению состояния запасов УВС – 230;
– по подсчету геологических запасов – 27;
– по подсчету извлекаемых запасов – 71;
– по твердым полезным ископаемым – 113;
– по подземным водам – 126.
Филиалами ФБУ «ГКЗ» рассмотрено 679 объектов.
Подтверждено открытие 13 месторождений углеводородного сырья.
Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий ($АВ_1С_1$) составляет:
– по нефти – 59,79 млн т;
– по газу – 664,98 млрд $м^3$;
– по конденсату – 18,59 млн т.

Таблица 1.
Изменение запасов твердых полезных ископаемых в России по результатам государственной экспертизы за период с 01.01.2018 по 01.08.2018

Полезное ископаемое	Ед. изм.	Изменение запасов	
		$А+В+С_1$	$С_2$
Цинк	тыс. т	623,8	–103,2
Уголь	тыс. т	748 479	–85 031
Серебро	т	3425,7	204,4
Медь	тыс. т	2614,4	1009,7
Кадмий	т	–1251,3	5457
Золото	кг	181 468	36 688,50
Свинец	тыс. т	507,2	–15,1
Кобальт	т	–	–
Железные руды	тыс. т	1399253.0	1 901 463

Рис. 1.
Динамика среднесуточной добычи нефти в России 2014–2018 гг., тыс. т (по данным ЦДУ ТЭК)

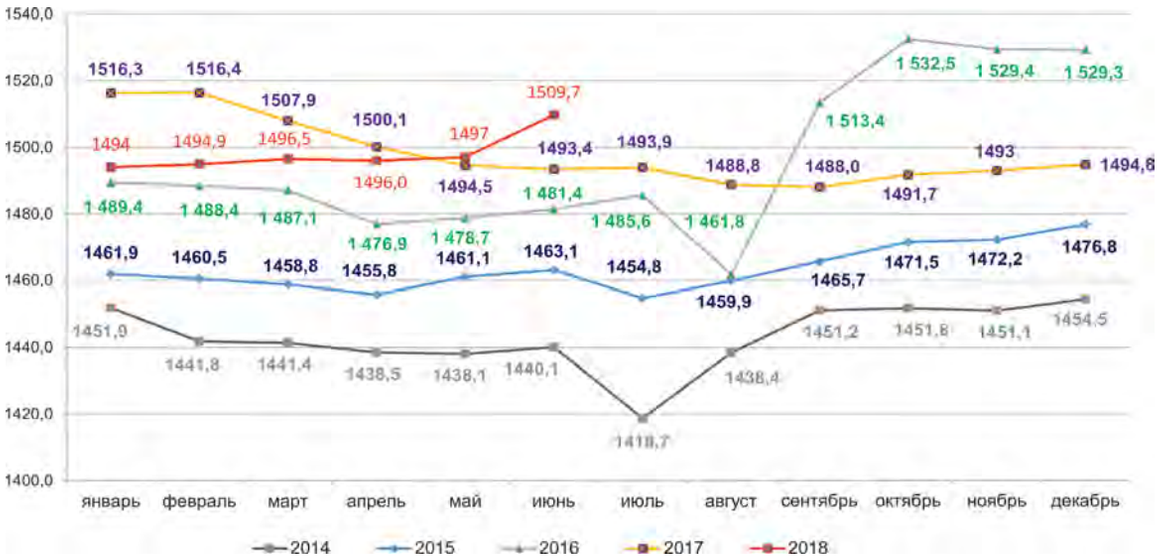
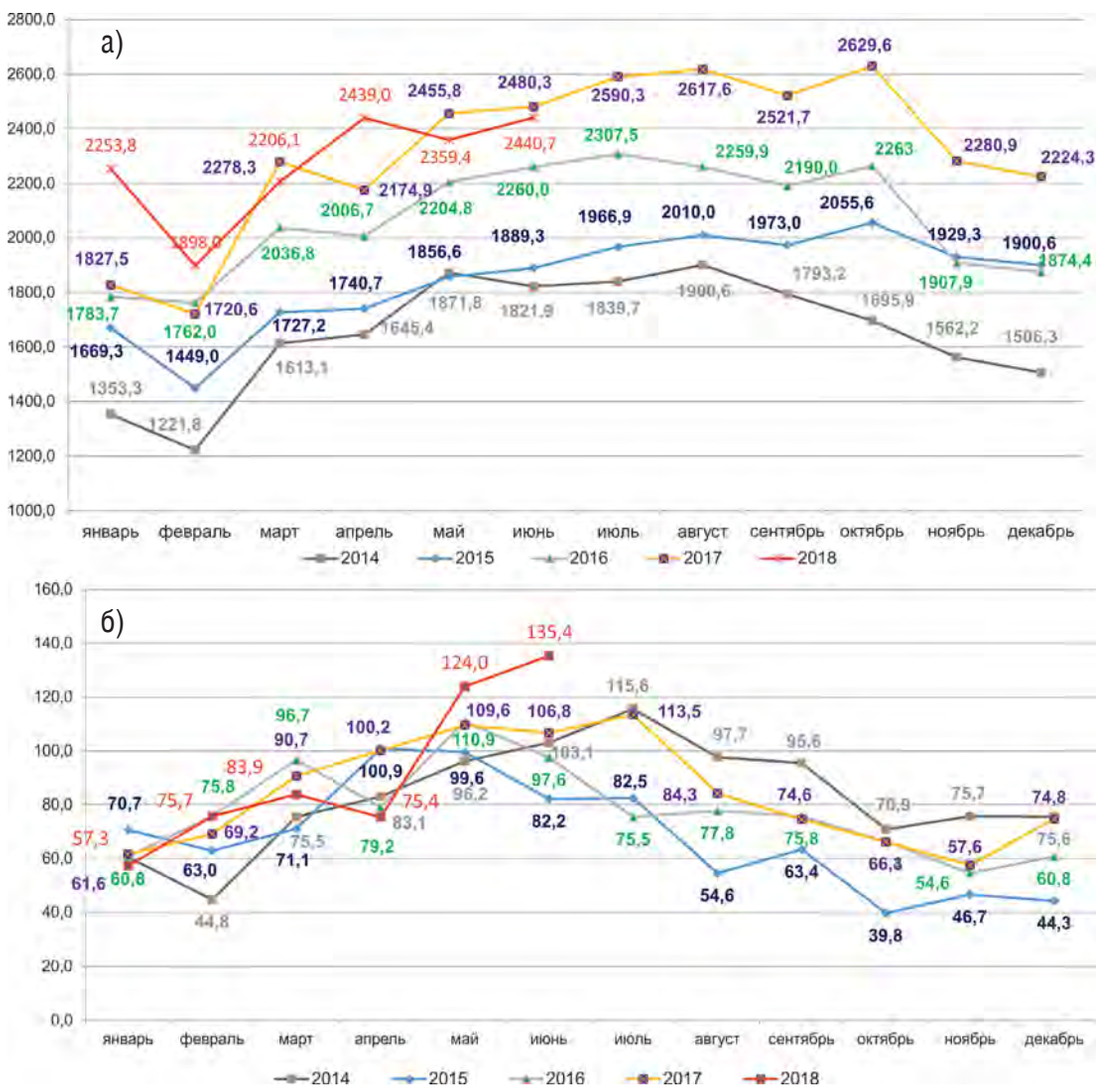


Рис. 2.
Динамика проходки эксплуатационного (а) и разведочного (б) бурения в России 2014–2018 гг., тыс. м (по данным ЦДУ ТЭК)



Т.П. Линде
канд. экон. наук
ученый секретарь ФБУ ГКЗ

Результаты рассмотрения экспертизы запасов месторождений полезных ископаемых

В июне-июле 2018 г. проведено 58 заседаний, из них 8 заседаний по УВС (Высотное, D6-южное, Вырхнеказымское и др.), 19 заседаний – по ТПИ, где рассматривались материалы государственной экспертизы ТЭО разведочных кондиций и подсчета запасов месторождений рудного (Березитовое, Ведугинское, Пинягинское) и россыпного золота (р. Хилкотой, Лазо), золотосульфидных руд (Тамуньерский уч.), россыпных алмазов (р. Биллях), гранатовых (Приморская площадь) и кварцевых (Алеевский уч.) песков, кварцитов (Белокаменка) и угля.

На 31 заседании по подземным водам были рассмотрены материалы государственной экспертизы подсчета и переоценки запасов питьевых и минеральных подземных вод, переоценки запасов ПВ для целей поддержания пластового давления, геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигонов захоронения излишков подтоварных вод и производственных стоков (Урманское, Зеркальное, Ярактинское, Березичское, Костюковоярское, Мыхпайское, Савуйское и др.). Подсчеты запасов УВС, ТЭО кондиций и подсчеты запасов месторождений ТПИ, а также подсчеты запасов ПВ приняты как в авторских вариантах, так и с внесением корректив по результатам госэкспертизы. Наиболее интересные материалы экспертизы подсчета запасов и ТЭО кондиций приведены ниже.

Углеводородное сырье

На государственную экспертизу представлены материалы подсчета запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН месторождения D6-южное, расположенного в пределах шельфа Балтийского моря.

Месторождение открыто в 2015 г. по результатам бурения скв. № 1-южная и испытания среднекембрийских отложений. Месторождение D6-южное в разработку не вводилось.

Материалы по подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения D6-южное на рассмотрение в ГКЗ представляются впервые. Ранее запасы по месторождению представлялись в оперативном порядке.

Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения D6-южное выполнен с целью уточнения геологического строения месторождения на основе обобщения всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 2D и 3D, бурения одной поисково-оценочной скважины с отбором керна; отбора проб нефти, а также необходимостью составления проектного документа на разработку месторождения (технологической схемы разработки), и технико-экономической оценки извлекаемых запасов.

Подсчет запасов углеводородов проведен объемным методом, что является обоснованным. С выделенным объектом подсчета запасов экспертная комиссия согласилась.

Геологические запасы нефти оценены по промышленным категориям B_1 и B_2. Площадь нефтеносности залежи относительно госбаланса не изменилась, эффективный нефтенасыщенный объем остался прежним. Коэффициент пористости и свойства УВС не изменились. Коэффициент нефтенасыщенности несколько уменьшился в связи с тем, что новые исследования керна позволили уточнить методику интерпретации ГИС.

Характер насыщенности коллекторов оценивался по результатам испытаний и удельному электрическому сопротивлению (УЭСп). Для выделения продуктивных коллекторов была принята граничная величина 10 Омм. Указанная величина принята условно, исходя из соотношения УЭС в прослое выше принятого ВНК. Экспертная комиссия отметила, что на данном этапе изученности с этим значением можно согласиться. Однако указанное значение граничной величины УЭС требует уточнения. Для этого рекомендовано провести дополнительные эксперименты по моделированию относительных фазовых проницаемостей по керну с целью получения граничных значений текущей водонасыщенности $K_в$ для выделения предельно нефтенасыщенных, нефтеводонасыщенных и водонасыщенных коллекторов.

По мнению экспертной комиссии следует воздержаться от утверждения запасов этана, пропана, бутанов в связи с тем, что содержание этана менее минимальной промышленной концентрации (3%).

Ранее проектный документ на разработку месторождения D6-южное не составлялся. Представленные материалы по

технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти в рамках «Технологической схемы разработки месторождения D6-южное на шельфе Балтийского моря» являются первым проектным документом.

Экспертная комиссия подтвердила подготовленность месторождения D6-южное к промышленной разработке и рекомендовала величину КИН по продуктивному пласту $Є_2$ месторождения D-6 южное не менять относительно числящейся на Государственном балансе.

В ходе дальнейшего освоения месторождения недропользователю рекомендовано продолжить работы по отбору и исследованию керна; продолжить работы по отбору и исследованию проб пластовых флюидов; реализовать представленную в проектном документе программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения.

Твердые полезные ископаемые

На государственную экспертизу были представлены материалы ТЭО постоянных разведочных кондиций и подсчета запасов алмазов россыпного месторождения притоков р. Биллях, Республика Саха (Якутия).

В 2006–2008 гг. были проведены поисково-оценочные работы на притоках р. Биллях, в 2009–2012 гг. на наиболее перспективных ручьях – разведочные работы, по результатам которых было составлено ТЭО постоянных разведочных кондиций и утверждены запасы. Россыпи на настоящее время полностью отработаны. В 2014–2017 гг. проведены работы еще на 11 притоках р. Биллях. По результатам работ были составлены материалы, представленные на госэкспертизу.

Представленные на рассмотрение материалы по своему содержанию и оформлению в целом соответствовали нормативным требованиям. Однако отдельные вопросы потребовали уточнений и дополнительных обоснований авторского варианта проекта постоянных разведочных кондиций.

По данным авторов, принятая система разведки подтверждена результатами отработки аналогичных россыпей. Вместе с тем, по мнению экспертной комиссии, фактические объемы проб недостаточны для определения среднего содержания по представительным классам, что следует учесть при планировании методики эксплуатационного опробования. По своим характеристикам алмазы практически идентичны алмазам из изученных ранее (и на настоящее время отработанных) притоков р. Биллях. Стоимость сырья определена авторами по средней цене алмазов по весьма представительной партии алмазов, добытых в 2016 г. при отработке отдельных россыпей.

Принятая технологическая схема обогащения подтверждена опытом отработки аналогичных месторождений. Принятая система организации работ основана на опыте промышленной отработки россыпных месторождений на севере Якутии.

Для определения оптимальных границ россыпей оконтуривание было проведено по 4 вариантам минимального содержания алмазов в краевой выработке без поправок на градиент вскрыши, и по результатам дальнейших расчетов выбран оптимальный вариант. Кондиционные параметры определены аналитическим способом по показателям себестоимости этого варианта.

В результате комплексной корректировки производственной себестоимости и способа определения прямых затрат, выполненной по замечаниям экспертизы, значения почти всех кондиционных параметров остались такими же, как в первоначальном варианте расчетов. Незначительно увеличился только градиент минимального промышленного содержания для МПС.

По результатам внесенных исправлений и дополнений в горнотехническое и экономическое обоснования авторами выполнено новое сопоставление технико-экономических показателей отработки россыпей, оконтуренных по 4 вариантам минимального содержания алмазов в краевой выработке. Сопоставление подтвердило первоначально выбранный вариант как наиболее привлекательный, обеспечивающий наиболее полное извлечение полезных компонентов с достаточно высокой бюджетной эффективностью при положительных результатах хозяйственной деятельности.

Для проверки соответствия рассчитанных параметров кондиций горно-геологическим условиям месторождения был выполнен контрольный подсчет запасов на основе уточненного проекта кондиций.

Генеральный подсчет запасов выполнен методом геологических блоков и аналогичен контрольному подсчету. По замечаниям экспертной комиссии был откорректирован подсчет забалансовых запасов алмазов.

Запасы алмазов классов –1+0,5 мм подсчитаны для сведения в виду их малого количества и низкой ликвидности.

С учетом предоставленных пояснений и дополнительных расчетов государственной комиссией утверждены предложенные авторами кондиционные параметры с учетом незначительной корректировки. Балансовые запасы алмазов утверждены в цифрах авторского подсчета, забалансовые – по результатам уточненного подсчета.

Недропользователю рекомендовано для уточнения контуров россыпи в обязательном порядке проводить опережающую эксплуатационную разведку.

Подземные воды

На государственную экспертизу были представлены материалы по оценке запасов питьевых ПВ турон-маастрихтского водоносного комплекса на месторождении Костюковоярское, расположенном на территории Ракитянского района Белгородской области. ПВ предназначены для хозяйственно-питьевого и технологического водоснабжения сельскохозяйственных объектов ООО «Белгранкорм». Работы по оценке запасов выполнены в 2017–2018 гг.

Рассмотрев представленные материалы, экспертиза отметила, что в целом изученность геолого-гидрогеологических условий территории достаточна для выбора расчетной схемы и оценки запасов ПВ. Скважины рассматриваемого водозабора расположены линейно вдоль южного склона балки Костюков Яр. Турон-маастрихтский водоносный комплекс в плане определяется как пласт-полоса с непроницаемыми границами параллельно тальвегу балки Костюков Яр, условно совпадающими с контурами распространения глин палеогена по бортам балки. По сложности геологического строения и гидрогеологических условий Костюковоярское месторождение обосновано отнесено авторами ко 2 группе сложности Классификации запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод.

Первоначально выполненный прогноз показал несоответствие прогнозных результатов с результатами опытно-фильтрационных работ. По замечаниям экспертизы авторами выполнен контрольный подсчет запасов с уточненными фильтрационными параметрами для скорректированной схемы водозабора. Суммарное расчетное понижение уровня на конец 25-летнего расчетного срока превысило допустимое. Выполненный подсчет запасов показал, что величина прогнозного понижения уровня не выйдет за пределы допустимого на конец 10-летнего расчетного срока. В связи с этим экспертиза сочла целесообразным утвердить запасы ПВ в цифрах авторского подсчета (1120 м^3/сут), ограничив срок эксплуатации 10 годами. По степени изученности они отнесены к категории В, а Костюковоярское месторождение – к группе разведанных.

18–21 июня 2018 г. состоялась 15 Международная выставка «Нефть и Газ», а также 14 Российский нефтегазовый конгресс, в котором ЕСОЭН успешно принял участие в качестве официального партнера. Спикером на выставке и конгрессе от ЕСОЭН была В.Г. Браткова.

Выставка «Нефть и газ» традиционно является платформой для развития международного сотрудничества и укрепления нефтегазовой отрасли России.

В этом году общая площадь выставки составила 20 000 м^2, в ней приняли участие 564 компании из 36 стран мира. За 4 дня работы с экспозицией ознакомились 17 575 специалистов из 64 регионов России и 55 стран мира. В церемонии торжественного открытия выставки *MIOGE* и Российского нефтегазового конгресса приняли участие член Комитета Совета Федерации Федерального Собрания РФ по аграрно-продовольственной политике и природопользованию Геннадий Орденов, депутат Государственной Думы ФС РФ, председатель Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике Павел Завальный, директор Департамента добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики РФ Александр Гладков и другие представители государственных руководящих органов и общественных организаций.

В выставке MIOGE приняли участие ведущие российские и зарубежные производители нефтегазового оборудования и технологий: Газпром, Татнефть, Вымпел, *Draeger*, Интера, *Mitsubishi Electric*, НьюТек Сервисез, ОДК (Объединенная двигателестроительная корпорация), ОМК (Объединенная металлургическая компания), Пакер Тулз, РЭП Холдинг, *Schneider Electric*, ТЭМ-ПО (Набережночелнинский трубный завод), Форт Диалог, Элемер и многие другие. Также на выставке были широко представлены ключевые китайские компании: *CNPC*, *SINOPEC*, *Honghua*, *Huawei* и коллективные экспозиции провинций Синьцзян и Сычуань.

Коллективный стенд на выставке представила Тюменская область. В течение всех дней работы выставки стенд посещали представители крупных российских нефтяных и нефтесервисных компаний, а также руководители международных компаний, которых интересовали экспортные поставки оборудования и технологий из Тюмени.

Одновременно с выставкой традиционно состоялся Российский нефтегазовый конгресс *RPGC* – ведущий в стране международный форум нефтяников. В этом году в работе конгресса приняли участие более 100 докладчиков и 1000 делегатов – представителей отечественной и международной нефтегазовой промышленности, отраслевых министерств и профессиональных ассоциаций.

Участие ЕСОЭН в таких знаковых форумах позволяет налаживать контакты в среде международного экспертного сообщества.

Санкт-Петербургский государственный университет

ЕСОЭН
евразийский союз экспертов по недропользованию

Эксперт в сфере недропользования

Expert of subsoil use

Дополнительная образовательная программа повышения квалификации

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

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

Задачи программы

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

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

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

Телефон: **+7 (499) 238 22 02**

Почта: **reception_eues@eues.ru**

Группы формируются по мере поступления заявок на обучение.

В.Г. Браткова
ФБУ "ГКЗ"
начальник управления мониторинга анализа и методологии

В.А. Примха
ФБУ ГКЗ
отдел мониторинга и анализа
главный специалист

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

Разработан отечественный аппаратурно-программный комплекс каротажа в процессе бурения

19 июля 2018 г. на заседании секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета ФБУ «ГКЗ» рассмотрены представленные компанией ООО НППГА «Луч» материалы по разработке отечественного аппаратурно-программного комплекса каротажа в процессе бурения (*LWD*-телесистемы) ЛУЧ-М-2014.

Рассматриваемая работа посвящена доказательству возможности использования данных геофизических исследований, полученных в процессе бурения скважин, для определения подсчётных петрофизических параметров аналогично данным, получаемым традиционными методами исследования на кабеле или буровом инструменте, используемым при подсчете запасов.

В комплексе представлен следующий набор методов исследования: ГК, ВИКПБ (высокочастотный индукционный каротаж), ННКт, ГГКП, БК, АКП. Данные получаются как в процессе бурения, путем передачи по гидравлическому каналу связи, так и после бурения скважин, путем считывания из памяти прибора.

Авторами выполнено сравнение исходных геофизических данных (методы ГК, ГГКП, ННКт и электромагнитный каротаж), записанных в процессе бурения и шаблонирования комплексами ЛУЧ-М с традиционными каротажными приборами на кабеле и автономными комплексами и аналогичной зарубежной системой компании *Weatherford* как в наклонно-направленных, так и горизонтальных скважинах. Измерения проводились на месторождениях Западно-Сибирской НГП, в буровом растворе на водной основе как пресном, так и полимерном.

Эксперты отметили актуальность и своевременность разработки аппаратурно-методического комплекса каротажа в процессе бурения ЛУЧ-М, а также его хорошие функциональные возможности. Разработанный российскими

специалистами комплекс ЛУЧ-М стремится к приближению к иностранным аналогам, успешно конкурируя с аналогичными отечественными разработками. Несмотря на замечания, эксперты считают, что основная задача была выполнена. Сопоставляемые данные при каротаже в процессе бурения и традиционном каротаже имеют высокую сходимость, а соответственно, и интерпретация этих данных должна совпадать при применении аналогичных методик.

Экспертно-техническим советом ФБУ «ГКЗ» было принято решение признать возможным использование данных при подсчете запасов углеводородов для обоснования величин параметров (эффективные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, проницаемости) при каротаже в процессе бурения и проработки скважин в терригенном разрезе Западной Сибири комплексом ЛУЧ-М в вертикальных и наклонно-направленных скважинах (с зенитным углом до 45°), а также в наклонных секциях горизонтальных скважин с зенитным углом до 45°.

Авторам рекомендовано продолжить работы по модернизации комплекса ЛУЧ-М и расширению возможности применения путем внедрения азимутальных измерений по плотности, методов АК (АКШ), СГК и БК, а также увеличения мощности радиоактивных источников плотностного и нейтронного методов.

ISSN 1998-4685
08010