

Вестник **недропользователя**

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

- Научно-аналитическому центру
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана - 20 лет!**

№ 26 2013 год

ВЕСТНИК НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

Департамент по недропользованию
Ханты-Мансийского
автономного округа - Югры

Автономное учреждение Ханты-
Мансийского автономного округа - Югры
«Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Алешин С.А., Ахпателов Э.А.,
Волков В.А., Коровин В.А.,
Кузьмин Ю.А., Мясникова Г.П.,
Филатов С.А., Толстолыткин И.П.,
Хафизов Ф.З., Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Куминова Т.Э.

Адрес составителя сборника
(для направления статей, замечаний,
предложений):
АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

625026, г. Тюмень,
ул. Малыгина, 75, а/я 286.
Телефон: (3452) 22-97-34
Факс: (3452) 40-01-91

ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Издательский Дом
«ИздатНаукаСервис»

620131, г. Екатеринбург,
ул. Викулова, д. 30, к.38.

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-Мансийского
автономного округа - Югры

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

Отпечатано с готовых диапозитивов
в Типографии «Уральский центр
академического обслуживания»

Тираж: 500 экземпляров

Электронный адрес
«Вестника недропользователя»:
www.oilnews.ru

Содержание

АУ «НАЦ РН ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА» - 20 ЛЕТ!

- 3 Поздравление *Шпильмана А.В.*, директора АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»
- 4-5 Приветственный адрес *Комаровой Н.В.*, Губернатора Ханты-Мансийского округа — Югры
- Правительственная телеграмма *Пака В.А.*, Заместителя министра природных ресурсов и экологии РФ, руководителя Федерального агентства по недропользованию
- Поздравление *Богданова В.Л.*, генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз»
- Поздравление *Филипенко А.В.*, аудитора Счетной палаты РФ
- Поздравление *Д.Г. Храмова*, Заместителя министра природных ресурсов и экологии РФ
- 6-7 Вехи развития Центра

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

- 8-11 *Горбылева Е.М., Южакова В.М.* Основные показатели геологоразведочных работ, проведенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в 2012 году
- 12-14 *Рыльчикова С.Р.* Система лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в цифрах и фактах
- 15-21 *Волков В.А.* К вопросу о механизме образования неокомских клиноформ Западной Сибири
- 22-26 *Харисов Р.Ф.* ЯМР-релаксометрия как метод изучения фильтрации флюида в поровой среде по результатам оценки типа и объема глинистых минералов
- 27-39 *Пуртов В.А., Ремень Н.С., Гуземина Е.М., Тельнова Н.В.* Опыт использования космических снимков в деятельности лаборатории данных дистанционного зондирования Земли
- 40-42 *Анимова В.А., Федорова Т.Д.* Уточнение геологической модели строения залежи пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения
- 43-55 *Бертрам Я.Р., Клопов А.Л., Ларина М.В.* Проверка космофоторекомендаций 1991 года в Шаимском нефтедобывающем районе

Разработка и добыча

- 56-61 *Толстолыткин И.П., Шпильман А.В.* Пути оптимизации разработки нефтяных месторождений с целью стабилизации добычи нефти в ХМАО — Югре и России в целом
- 62-64 *Стрельченко М.В., Кухарук Н.Ю.* Итоги разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры за первое полугодие 2013 г.

Экология

- 65-71 *Селиванова Д.А., Московченко Д.В., Пуртов В.А., Завьялова И.В.* Применение методов ландшафтно-геохимического анализа при планировании природоохранных и природовосстановительных мероприятий в бассейне реки Вах

Публицистика

- 72-75 *Толстолыткин И.П.* Многолетняя работа ЦКР — достойный вклад в разработку нефтяных и газовых месторождений России
- 76-80 *Конюхов В.И.* Ода атомоходу «Арктика»



Дорогие друзья, коллеги!

28 сентября 2013 года Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана отмечает свое 20-летие!

20 лет мы работаем на благо Югры, в интересах всей России, осуществляя научно-аналитическое и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти автономного округа в сфере недропользования.

Мы многое сделали за это время, и наш Центр известен не только в России, но и за рубежом. Хочется выразить признательность сотрудникам ЦРН и в большей степени тем, кто трудится в Центре с первых дней его создания. Благодаря слаженной и дружной работе коллектива, стремлению всех наших сотрудников к профессиональному росту, взаимопомощи и поддержке, мы достигаем высоких результатов, и наш Центр неизменно является надежным и стабильным партнером.

Успехов и процветания Вам, дорогие друзья, и родному Центру!

Здоровья, удачи, новых смелых идей и правильных решений!

Поздравляю с Юбилеем Центра!

А.В. Шпильман,
Директор

Приветственный адрес коллективу автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»



Примите мои искренние поздравления по случаю 20-летия со дня образования автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана».

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана — уникальное предприятие. Возникнув в сложные годы экономической перестройки, оно превратилось в современный научный центр, разработки которого востребованы топливно-энергетическим комплексом.

Пройден путь стремительного развития, позволивший заложить прочный фундамент для эффективной научной деятельности, формирования локальных и интегрированных баз данных по запасам и залежам, для разработки нефтяных месторождений.

Благодаря труду и таланту сотрудников Центра создана серьезная научная база, позволяющая рационально подходить к добыче и использованию ресурсов Западной Сибири, эффективно внедрять научные разработки в практику.

Отрадно, что ваш коллектив уверенно идет вперед по пути инновационного развития.

Желаю Центру дальнейшего динамичного развития и процветания, а всему коллективу доброго здоровья, благополучия, новых творческих успехов и трудовых свершений!

Наталья В. Комарова,
Губернатор Ханты-Мансийского округа — Югры

ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ ТЕЛЕГРАММА

Уважаемый Александр Владимирович!

От имени Федерального агентства по недропользованию и от себя лично поздравляю Вас и весь ваш коллектив с 20-летием со дня образования!

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана является ведущей организацией в области информационного обеспечения деятельности органов государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа в сфере недропользования и вносит весомый вклад в развитие минерально-сырьевой базы региона! От всей души желаю Вам и всем вашим сотрудникам крепкого здоровья, счастья, благополучия, процветания и успешной работы!

С уважением, **В.А. Пак,**
Заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ,
руководитель Федерального агентства по недропользованию

Уважаемый Александр Владимирович! Дорогие друзья!



Примите поздравления со знаменательным событием — 20-летием Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И.Шпильмана.

Фундаментальные и прикладные исследования, над которыми работают признанные ученые-геологи и высококвалифицированные специалисты вашего центра, способствуют решению государственно значимых задач в сфере геологической разведки, лицензирования недр и экологии. Используя в изыскательской деятельности новейшие компьютерные технологии, в том числе собственной разработки, сотрудники центра готовят стратегически важные проекты и аналитические материалы, позволяющие принимать верные управленческие решения.

Сегодня в тесном взаимодействии с представителями добывающих предприятий специалисты Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана трудятся над созданием новых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов, которые помогут в полной мере раскрыть ресурсный потенциал богатейшей нефтяной провинции страны, обеспечат будущее процветание региона.

В день юбилея желаю вашему сплоченному коллективу новых успехов и значимых открытий на благо интенсивного развития топливно-энергетического комплекса России. Крепкого здоровья и благополучия вам и вашим близким.

В.Л. Богданов,
Генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз»

**Уважаемый Александр Владимирович,
Уважаемые сотрудники Центра!**

Тогда, уже в далеком 1993 году, окружные власти Югры попали точно в десятку, назначив Владимира Ильича Шпильмана руководителем Центра рационального недропользования. Именно он и его коллеги-профессионалы стояли у истоков создания в стране того времени единственного в своем роде интеллектуального инструмента принятия государственных решений в сфере недропользования, и именно Центр на долгие годы стал связующим звеном государства и бизнеса.

И именно вы стали обладателями тех знаний и той науки, которая носит гордое имя практической. Заслуг Центра не перечислить, но я бы особо отметил факт, который лучше других демонстрирует неопенимость вашего самоотверженного труда: при вашем непосредственном участии в округе было открыто свыше 100 месторождений...

Ваши разработки, аналитические оценки, наглядные атласы природопользования стали неотъемлемой частью и корпоративной политики тех компаний, что работают на территории Югры. Честь вам и хвала!

Поздравляю коллектив Центра с наступающим 20-летним юбилеем! И поскольку у Центра большое будущее и новые юбилеи, желаю вам крепкого здоровья, благополучия вашим семьям и новых творческих успехов! С Праздником!

Александр В. Филипенко,
Аудитор Счетной палаты Российской Федерации



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации поздравляет руководство и сотрудников Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И.Шпильмана с 20-летием.

Ваш Центр создан в 1993 году в целях научно-аналитического и информационного обеспечения деятельности региональных органов исполнительной власти в сфере недропользования, подготовки комплексных решений проблем лицензирования недр, воспроизводства ресурсной базы нефтяной промышленности Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, контроля за рациональным использованием богатств недр округа, ориентированных на достижение баланса интересов государства, недропользователей и населения автономного округа.

Основная задача геологических подразделений Центра — оценка перспектив нефтегазоносности на территории автономного округа и обоснование направлений геологоразведочных работ на нераспределенном фонде недр. Выбор направлений и результативность этих работ зависят от точности анализа полученной геолого-геофизической информации, от ее правильной интерпретации и использования.

Высокая эффективность деятельности Центра достигается благодаря широкому использованию компьютерных технологий обработки информации, формированию локальных и интегрированной баз данных по широкому комплексу параметров — нефтегазовым резервуарам, поисково-разведочным скважинам, ресурсам углеводородного сырья, разработке нефтяных месторождений, объемам добычи нефти и утилизации попутного газа.

Профессионализм и квалификация специалистов Центра, наличие базы данных геолого-геофизической информации и современное программное обеспечение позволяют активно использовать комплексирование методов поисковых работ.

С 1996 года по рекомендациям специалистов Центра открыто более 100 месторождений нефти, среди которых 30 месторождений находится в разработке, что свидетельствует о высокопродуктивной работе коллектива.

Желаю руководству и сотрудникам Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана крепкого здоровья, дальнейших успехов на благо развития отечественной нефтяной геологии! Добра и благополучия вам и вашим близким!

Д.Г. Храмов,
Заместитель министра

ВЕХИ РАЗВИТИЯ ЦЕНТРА

- 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 тонн 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; всего за 20 лет подготовлено около 150 пакетов 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 2012 г. – 16-я конференция.
- 1998** Выпущена новая Тектоническая карта под редакцией В.И. Шпильмана.
- 1999** Выпущен 1-й номер журнала «Вестник недропользователя ХМАО – Югры», всего выпущено 25 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. Защищена работа по теме «Технико-экономические предложения по освоению недр района Юганской впадины».
- 2001** Центру присвоено имя В.И. Шпильмана. Введен в эксплуатацию банк первичной информации в г. 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 хранилище в Ханты-Мансийске. Объем зерна в настоящее время составляет 195 тыс.м. В 2013 г. хранилище отметило 10-летний юбилей. Сформирована первая программа лицензирования недр на территории ХМАО – Югры на 2000–2005 гг., утвержденная совместно МПР РФ и Правительством автономного округа.
- 2004** Издана монография «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». Коллективу Центра присуждена 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 присваивалось 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 в работе Центра «Компьютерное моделирование нефтегазоносных систем». Подписано соглашение о сотрудничестве с Weisip 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 Энергетическая 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, объединившего 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».
- 2012** На Центральной комиссии по ресурсам (Роснедра) защищен отчет по теме: «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-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. Центру – 20 лет. С Юбилеем!!!

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ПРОВЕДЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА-ЮГРЫ В 2012 ГОДУ

Е.М. Горбылева, В.М. Южакова (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

Геологоразведочные работы в Югре проводятся за счет средств федерального бюджета и средств компаний-недропользователей. Финансирование геологоразведочных работ из бюджета Округа прекращено.

В 2012 году на территории ХМАО–Югры региональные работы за счет средств федерального бюджета проводились на двух объектах: сейсмо-разведочные работы по отработке фрагментов региональных профилей № 100, 21, 17 и выполнение комплекса исследований, и ликвидация Ляпинской параметрической скважины №31. Начаты работы по выполнению тематических работ по трансрегиональному объекту: «Уточнение геолого-геофизической модели строения, выявление и картирование нефтеперспективных зон в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны».

Целью работ по отработке фрагментов региональных профилей № 100, 21, 17 является изучение геологического строения Висимского мегавала, Аксарской мегатеррасы, Чуэльского выступа, Шеркалинского мегапрогиба и Березовской моноклинали, уточнение границ выклинивания нижне-среднеюрских отложений, выявление особенностей строения доюрского основания. Объем работ 490 км, сроки проведения II квартал 2012 г. – IV квартал 2014 г. Работы проводит ОАО «Хантымансийскгеофизика».

Начатые в начале 2012 года работы по ликвидации Ляпинской параметрической скважины № 31 будут завершены к концу 2013 года. Работы проводит ОАО «НПЦ Недр». Скважина №31-Ляпинская (проектная глубина 3000 м)

начата бурением 15 апреля 2006 года. Скважина была пробурена до глубины 2810 м, при проектной 3000 м. Из триасовых отложений скважина не вышла, вскрытая мощность триасовых отложений составила 1097 м. До 2012 года находилась во временной консервации.

Научно-исследовательские работы по теме «Уточнение геолого-геофизической модели строения, выявление и картирование нефтеперспективных зон в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны» выполняются в рамках государственного контракта № 5/12 от 2 апреля 2012 года, заключенного между Региональным агентством по недропользованию по Уральскому федеральному округу (Урал-Недра) и АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана» (рис. 1). Сроки проведения работ – I квартал 2012 г. – IV квартал 2014 г. Основная задача – уточнение геолого-геофизической модели геологического строения осадочного чехла и доюрского основания Карабашской зоны, определение перспектив нефтегазоносности, оценка ресурсного потенциала, обоснование дальнейших путей геологического изучения территории.

В 2013 году был заключен еще один государственный контракт № 9/13 от 18.06.2013 г. между Урал-Недра и АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» на выполнение работ по теме «Комплексные геолого-геофизические работы по изучению глубинного строения, оценке перспектив нефтегазоносности и технико-экономическому обоснованию освоения недр Юганско-Колтогорской зоны» (рис. 1). Объект исследований включает

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

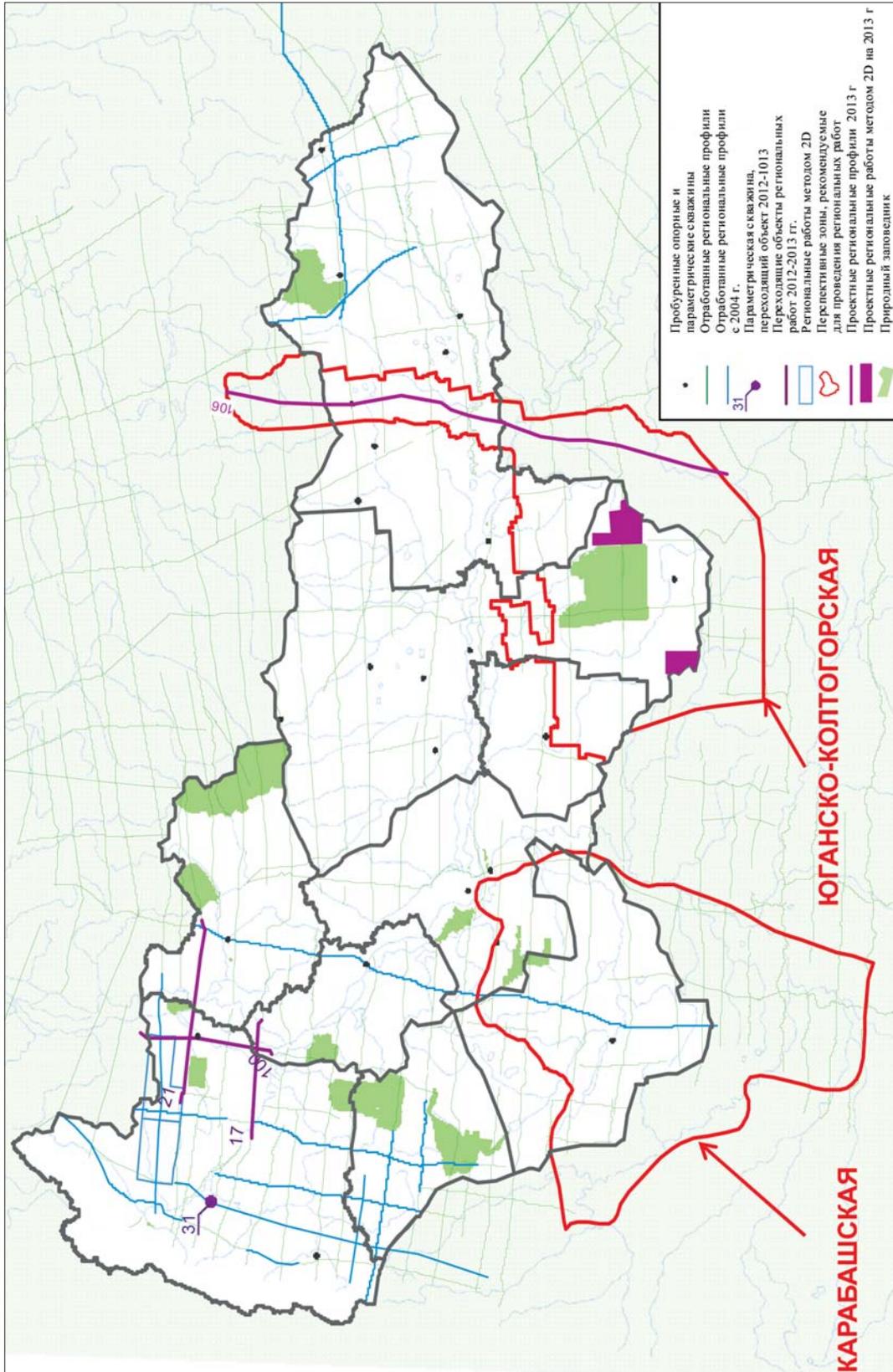


Рис. 1. Обзорная схема региональных работ, проводимых на территории ХМАО-Югры в 2012-2013 гг.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

проведение сейсморазведочных работ по трем объектам: Юганскому блоку в объеме 1443 пог. км, Западно-Тайлаковскому в объеме 651 пог.км и по региональному профилю № 106 в объеме 601 пог.км. А также тематические исследования, состоящие из частичной интерпретации ранее полученных материалов по результатам сейсморазведки и ГИС. С целью более точного моделирования геологического строения нефтегазоносных комплексов и оценки их ресурсов по ряду поисково-разведочных скважин будут выполнены лабораторные исследования керна и пластовых флюидов. Будут разработаны программы лицензирования и геологоразведочных работ, а также проведена геолого-экономическая оценка освоения данной перспективной территории. Сроки проведения работ – I квартал 2013 г. – IV квартал 2015 г.

А теперь о работе компаний-недропользователей на территории Ханты-

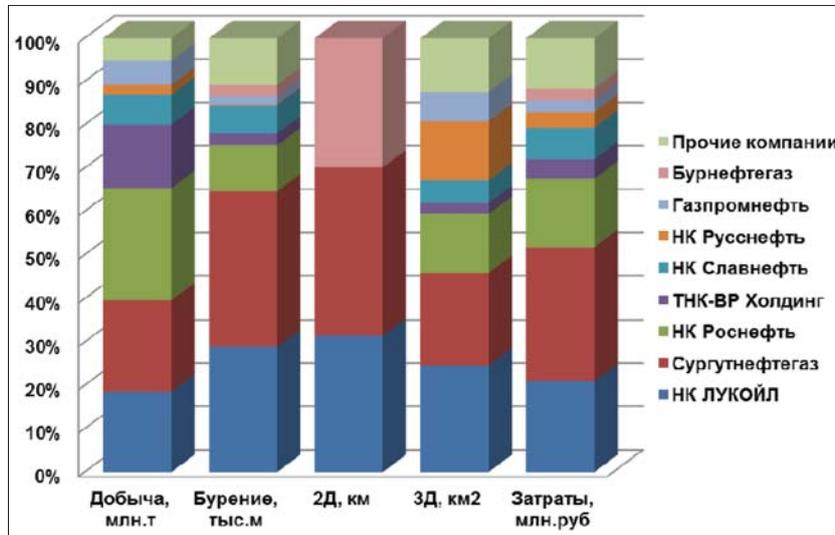


Рис. 2. Процентное соотношение объемов ГРП среди крупных нефтяных компаний, работающих на территории ХМАО-Югры в 2012 году

Мансийского автономного округа-Югры. В 2012 году проходка поисково-разведочного бурения составила 305 тыс.м, объем проведенных площадных сейсморазведочных работ 2D 1935 км, 3D – 6050.9 км², открыто шесть нефтяных месторождений. Все месторождения открыты ОАО «Сургут-

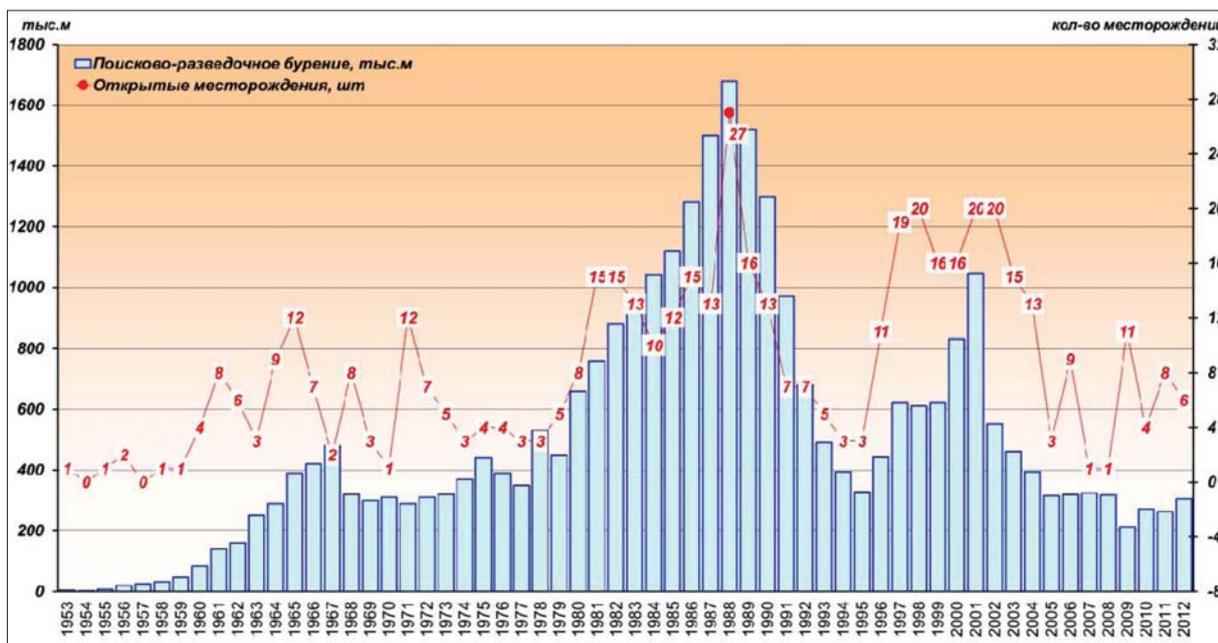


Рис. 3. График объемов поисково-разведочного бурения на территории ХМАО-Югры с 1953 года по 2012 год

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

нефтегаз» – Юильское (пласт Ю₂¹), Северо-Мытаяхинское (пласты Ю₀¹, Ю₂), Западно-Назымское (пласт Ю₂₋₃), Северо-Назымское (пласт Ю₂₋₃), Южно-Назымское (пласт Ю₂₋₃) и Южно-Жумажановское (пласт ЮС₀). Общие извлекаемые запасы по вновь открытым месторождениям составляют по категории С₁ 2006 тыс.т, С₂ 8666 тыс.т.

Основной объем геологоразведочных работ на территории ХМАО-Югры выполняют восемь вертикально интегрированных компаний: НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», НК «Роснефть», ТНК-ВР «Холдинг» (с 2013 года в составе Роснефти), НК «РуссНефть», НК «Славнефть», НК «Газпромнефть», ООО «Бурнефтегаз» (рис. 2). В составе этих компаний числятся 48 недропользователей. Независимых мелких и средних компаний – 78.

В целом, объемы геологоразведочных работ в автономном округе нельзя признать удовлетворительными.

Если посмотреть на динамику поисково-разведочного бурения в округе с 1953 года по 2012 год, видно резкое сокращение объемов работ. Как следствие сокращается количество открытых месторождений (рис. 4).

Прирост запасов, компенсирующий добычу, осуществляется в последние годы за счет увеличения доли извлекаемых запасов в ранее открытых месторождениях. Не за счет разведки, а за счет опережающего эксплуатационного бурения и полного пересчета запасов по разрабатываемым месторождениям. Эффективность работ, приведенная на рис. 4, показывает, как происходит наращивание ресурсной базы округа.

Главное условие развития и восполнения минерально-сырьевой базы на сегодняшний день – это многократное увеличение объемов геологоразведочных работ. В геологоразведочный процесс должны вовлекаться новые районы, ведь территория округа изучена неравномерно. Наиболее перспективными являются Юганская, Сергинская зоны и центральная часть Фроловской. В округе остаются невыявленными около 40% начальных суммарных ресурсов нефти. Предметом поиска могут стать сложно построенные залежи ачимовской и среднеюрской части разреза, где необходимо применение новых технологий первичного вскрытия пластов, а затем и добычи нефти. Кроме этого, большой резерв ресурсов находится в нижних горизонтах юры и доюрских породах.

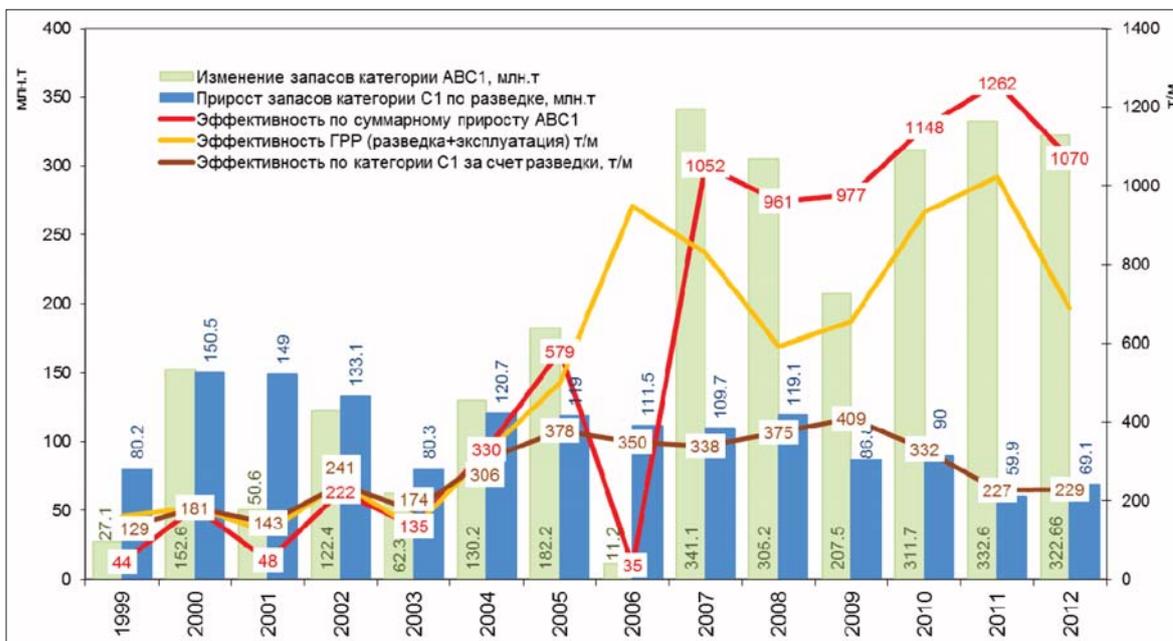


Рис. 4. Эффективность геологоразведочных работ ХМАО-Югры

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

СИСТЕМА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ В ЦИФРАХ И ФАКТАХ

С.Л. Рыльчикова (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

Одним из основных направлений деятельности Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана является научно-аналитическое и информационное обеспечение деятельности исполнительных органов государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в области лицензирования недр округа.

В зависимости от полномочий органов государственной власти автономного округа менялись и направления деятельности Центра. На сегодняшний день актуальным является анализ состояния лицензирования, разработка программ лицензирования недр на территории автономного округа и подготовка условий пользования, анализ выполнения условий лицензионных соглашений, а также сопровождение баз данных. За 20 лет работы Центра создана уникальная база данных по лицензированию, обеспечивающая информационную поддержку, необходимую для функционирования системы лицензирования участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В предлагаемой статье, на основе хранящейся в Центре информации, представлен аналитический обзор 20-летней истории развития системы лицензирования недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Массив лицензий на право пользования недрами. В реестре всех зарегистрированных лицензий на право пользования недрами чуть более половины – это лицензии на поиск, геологическое изучение, разведку и добычу месторождений нефти и газа.

По состоянию на 01.09.2013 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа

– Югры действует 485 лицензий на углеводородное сырье, 227 лицензий – на геологическое изучение и добычу пресных подземных вод, 27 – на поиск, геологическое изучение, разведку и добычу месторождений твердых полезных ископаемых и 6 – на захоронение вредных веществ и отходов.

Лицензии на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья. Начиная с 11 декабря 1992 года, органами управления государственным фондом недр зарегистрировано 1699 лицензий на углеводородное сырье, половина из которых это лицензии на геологическое изучение недр (НП). За двадцать лет было оформлено порядка 847 лицензий, в том числе и краткосрочных (до двух лет) на проведение поисково-разведочного бурения по территориальной программе ГРР.

Исходя из статуса состояния, большую часть в массиве нефтяных лицензий занимают аннулированные лицензии.

На 01.09.2013 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры действует **485** лицензий на право пользования недрами, из них:

- **291** лицензия – на добычу нефти и газа;
- **73** лицензии – на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу углеводородного сырья («совмещенные лицензии»);
- **120** лицензий – на геологическое изучение с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья, в том числе:
 - **17** лицензий – на геологическое изучение, поиск и оценку нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений;
 - **1** лицензия – на геологическое изучение с целью выполнения комплекса исследо-

ваний и ликвидации Ляпинской параметрической скважины № 31;

– 1 лицензия – на эксплуатацию подземного хранилища газа.

Предоставление права пользования недрами. Исходя из оснований предоставления права пользования недрами, больше всего лицензий и запасов было передано компаниям по п.19 «Положения о лицензировании», утвержденного Постановлением Верховного Совета РФ от 15.07.92 г. № 3314-1, согласно которому все действующие на момент принятия указанного Положения горнодобывающие и иные предприятия, разрабатывавшие месторождения полезных ископаемых, получили лицензии на безвозмездной основе.

В период с 1992 по 1995 гг. Хантымансийскгеолкомом было оформлено 192 лицензии на добычу нефти и газа на разрабатываемые месторождения. Таким образом, в распределенный фонд было передано порядка 222 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категории ABC_1 – 11 млрд т, C_2 – 3 млрд т.

За 20 лет на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры было объявлено 288 аукционов и 57 конкурсов на получение прав пользования участками недр. Первый раунд лицензирования в округе был проведен в 1993 году, целью которого было привлечение иностранных партнеров для совместной разработки 11 разрабатываемых месторождений, предоставленных в пользование российским компаниям. Всего до 2012 года было объявлено 9 раундов лицензирования с выставлением 57 конкурсных участков, реализовано 49 участков. Первые аукционы на право пользования недрами состоялись в 1995 году на третьем раунде лицензирования. Всего за период с 1993 по 2013 годы было объявлено 287 аукционов. Посредством аукционного распределения запасов был предоставлен 121 участок недр с суммарными извлекаемыми запасами категории C_1+C_2 – 920 млн тонн, перспективными ресурсами категории C_3 – 500 млн т.

В Ханты-Мансийском автономном округе – Югре право пользователей недр на получе-

ние лицензии на добычу полезных ископаемых по факту открытия месторождений за счет собственных средств на предоставленных для геологического изучения участках впервые реализовано в 2002 году. По состоянию на 01.09.2013 года компаниям было предоставлено право пользования недрами для разведки и добычи нефти в пределах 38 участков.

Вовлечение ресурсов в процесс лицензирования путем предоставления права пользования недрами без аукциона на поисковых участках начался с 1999 года в рамках реализации Закона РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 г. № 27-ФЗ. За период 1999-2012 гг. было передано в пользование 233 участка недр с суммарными извлекаемыми перспективными ресурсами нефти по категориям $C_3+D_{1л}$ – 627,4 млн т, прогнозными ресурсами по категориям D_1+D_2 – 1806 млн т. В пределах переданных участков открыто 41 месторождение с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 175 млн т.

Аннулирование лицензий на право пользование недрами. По состоянию на 01.09.2013 г. аннулировано 617 лицензий, в том числе: 517 лицензий - по истечении срока действия лицензии; 78 – по инициативе владельца лицензии (отказ); 15 – по решению органов, предоставивших лицензии, в связи с нарушением условий пользования недрами. Остальные 7 участков были переданы в нераспределенный фонд по другим основаниям.

Переоформление лицензий. В массиве движения лицензий на углеводородное сырье по состоянию на 01.09.2013 г. третью часть занимают переоформленные лицензии. С 1995 по 2013 гг. было переоформлено 568 лицензий на право пользования 357 участками недр, из которых 73% – долгосрочные лицензии.

Недропользователи. В период с 1992 по 2013 год в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре осуществляли деятельность, связанную с использованием недр, 233 компании. В настоящее время на территории округа геологическое изучение недр с целью поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводород-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ного сырья осуществляют 111 предприятий - недропользователей, из них 47 предприятий входят в состав ВИНК и 64 являются независимыми компаниями.

Основными держателями лицензий (290 «добычных» и 50 поисковых лицензий) на территории Ханты-Мансийского автономного округа являются крупные вертикально интегрированные компании: – ОАО «НК «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «АНК «Башнефть», ОАО «Газпром», ОАО «НК «Русснефть» ОАО «НК «Роснефть».

Независимые компании-недропользователи владеют 61 лицензией, дающей право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья и 75 лицензиями на геологическое изучение недр.

Подготовка программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа. Необходимость в разработке программ лицензирования возникла после 2001 года. 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 среднесрочные программы лицензирования недр: на 2003-2005 гг. и на 2006-2008 гг. С 2007 года Правительством автономного округа утверждаются годовые программы. В рамках подготовки программ лицензирования специалистами Центра были рассмотрены 1186 участков от 127 компаний-заявителей, предлагаемых для включения в перечни объектов лицензирования. К рассмотрению Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры подготовлены и приняты предложения по формированию перечней объектов лицензирования на 1139 участков недр, из которых предлагаемых на аукционы и конкурсы – 416 участков и 723 участка недр – на геологическое изучение по заявочной форме предоставления в пользование. Всего в графической базе данных «Лицензирование» находится порядка 1,5 тыс. резервных участков.

К ВОПРОСУ О МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОКОМСКИХ КЛИНОФОРМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.А. Волков (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана»)

Клиноформная модель строения неокомских отложений Западной Сибири в настоящее время разделяется большинством геологов. Однако в вопросе о механизме и палеогеографических условиях формирования этих отложений существует большой разброс мнений. Превосходный обзор представлений различных авторов сделан в работе Ф.Г. Гурари [1]. Обсуждению некоторых спорных моментов посвящена эта статья.

В неокомском разрезе центральной части Западной Сибири выделяется 14-15 клиноформных тел, перекрываемых выдержанными глинистыми пачками, с которыми обычно ассоциируются косо наклоненные в западном направлении и прилегающие к опорному отражающему горизонту Б сейсмические отражающие горизонты (рис. 1). Клиноформные тела черепицеобразно налегают друг на друга, постепенно смещаясь в западном направлении. Западнее оси неокомского бассейна на разрезах появляются клиноформные тела встречного восточного падения, что свидетельствует о наличии не только восточно-юго-восточного, но также западного (Уральского) источника сноса терригенного материала в неокомский бассейн. Геологи НАЦ РН им. В.И. Шпилльмана [9] выделяют на территории Широкого Приобья следующие клиноформные резервуары (в скобках приводится название перекрывающей глинистой пачки): БВ₁₅₋₁₈ (Новомолодежная), БВ₁₁₋₁₄ (Бахилловская), БВ₁₀ (Тагринская), БВ₈₋₉ (Самотлорская), БВ₆₋₇ (Урьевская), БВ₄₋₅ (Асомкинская), БС₁₁₋₁₃ – БВ₀₋₂ (Савуйская-Покачевская), БС₁₀ (Чеускинская), БС₈₋₉ (Сармановская), БС₆₋₇ (Правдинская), БС₁₋₅ (Пимская), АС₁₀₋₁₂ (Приобская), АС₇₋₉ (Быстринская). Иногда дополнительно

выделяются БВ₁₂₋₁₄ (Приозерная) и БС₁₂₋₁₃ (Родниковая).

Каждое клиноформное тело (речь идет далее о клиноформах западного падения) представляет собой клиновидное (линзовидное) осадочное тело северо-северо-восточного простирания. Протяженность клиноформы достигает 600-800 км, ширина колеблется от 100-120 км (БВ₆₋₇, БВ₈₋₉) до 250 км (АС₁₀₋₁₂), увеличиваясь в среднем от восточных клиноформ к западным. В разрезе вкрест простирания клиноформа напоминает криволинейную трапецию, боковые стороны которой наклонены на запад и несколько выполаживаются при приближении к основаниям, причем верхнее основание вытянуто на восток от точки выполаживания правой стороны трапеции. Вертикальная толщина клиноформы составляет 300-400 м. Восточная граница клиноформы проводится по раскрытию покрывки – опесчаниванию перекрывающей глинистой пачки.

При описании строения клиноформной части разреза часто говорится о шельфовых, склоновых и (относительно) глубоководных фациях, бровках шельфа, конусах выноса, лавинной седиментации и т.п. Верхняя, средняя и нижняя части клиноформы имеют названия: ундаформа, ортоклиноформа и фондоформа. Эти названия были применены Дж. Ричем в 1951 г. для различия фациальных обстановок шельфа, континентального склона и подножия склона. Ключевое слово здесь – «континентальный»: именно для рубежа континент-океан были разработаны седиментационные модели, включающие понятия трактов высокого и низкого стояния уровня моря, глубоководных конусов выноса и т.д. Основание (подножие) континентального склона современных океанов находит-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

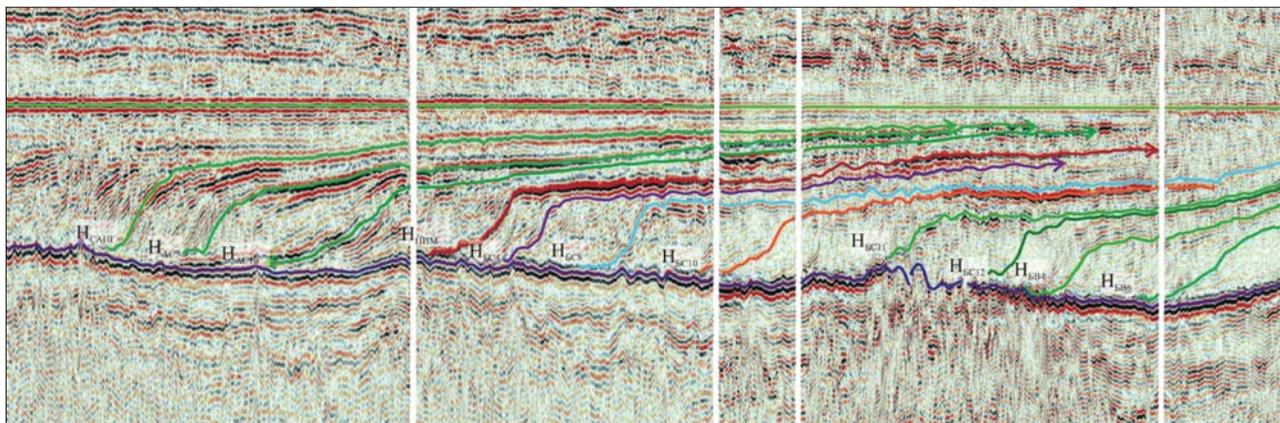


Рис. 1. Фрагмент временного палеоразреза по региональному профилю 11

ся на глубине 4-5 км, углы наклона составляют в среднем около 4° , нередко $15-20^{\circ}$. Неокомские отложения Западной Сибири сформированы явно в других условиях. Палеоазиатский океан закрылся к концу каменноугольного периода [3,5], в течение ранней и средней юры протекали интенсивные процессы денудации выступов и выравнивания рельефа доюрского основания, только в позднеюрское время мелководный васюганский морской бассейн занял большую часть территории. Нет веских оснований считать, что в кимеридже, титоне и неокоме бассейн стал глубоководным. Углы наклона стратиграфических границ, как правило, не превышают 1° . Относительное постоянство толщины осложненной (клиноформной) части неокомских отложений свидетельствует об относительном постоянстве глубины бассейна, которая, по-видимому, численно равна или немного превышает толщину собственно клиноформной и фондоформной частей каждой клиноформы. Скорость седиментации не превышает 2-5 см за 1000 лет, т.е. не может считаться лавинной. Согласно классификации автора термина «лавиная седиментация» А.П. Лисицына [4], к таковой относятся участки быстрого (10-100 см/1000 лет) и сверхбыстрого (> 1000 Б) осадконакопления. Процессы седиментации в неокомском бассейне Западной Сибири (по крайней мере, в Широтном Приобье) можно считать ускоренными, но не более того.

Рассмотрим модельный пример формирования клиноформного тела при отсутствии континентального склона. Допустим, что в мелководном бассейне дно слабо наклонено от берега к центру (всего 1 м на 1 км) на расстояние, скажем, 150-200 км от берега, а затем выполаживается. Допустим также, что в бассейн поступает терригенный материал в определенном количестве. Если в бассейне средний базис штормовых волн (глубина волновой эрозии донных отложений) составляет 80-110 м, то на расстоянии 80-110 км от берега (т.е. до глубины 80-110 м) накопление осадков будет определяться воздействием волн, в том числе штормовых.

Если привнос терригенного материала осуществляется реками, то согласно Т. Эллиотту [6], грубозернистые осадки в районе фронта дельты стремятся отложиться вблизи устья дельтовой протоки, а более тонкие осадки переносятся на более удаленные от берега участки. Для фронта дельты с преобладанием волновых процессов характерны правильная пляжевая береговая линия и субпараллельность изобат береговой линии. Профиль отложений ближе к берегу представлен хорошо сортированным песком с параллельной и слабонаклонной слоистостью, мористее отложения представлены чередованием слоев ила, алеврита и песка со следами волновой эрозии и косой слоистостью, еще мористее располагаются биотурбированные фоссиллизированные илы.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

На побережьях мелководных морей с терригенной седиментацией в переходной зоне (располагающейся между средними глубинами воздействия слабых и штормовых волн) чередуются образовавшиеся в спокойных условиях тонкослоистые глинисто-алевритовые слои и отлагающиеся во время штормов тонкослоистые алевритово-песчаные или песчаные слои. В дальней зоне ниже уровня воздействия штормовых волн отлагаются преимущественно тонкозернистые осадки. Фации нижней части предфронтальной зоны, представленные переслаиванием алевритов и песков, в направлении берега заменяются преимущественно песчаными, хорошо сортированными фациями нижнего пляжа [7]. Эта тенденция увеличения тонкозернистости осадков от береговой линии в направлении бассейна нарушается в штормовых условиях: пляжевая и частично дальняя зона интенсивно эродируются, осадки переоткладываются в лагунах и выносятся в сторону моря, образуя штормовые слои.

Обе модели седиментации могут рассматриваться в качестве механизмов, обеспечивших формирование западносибирских неоконских клиноформ. Независимо от источника осадочного материала — абразия побережья или транспортировка реками — существенными являются два момента: мелководность бассейна и ведущая роль бассейновых процессов (в первую очередь, волновых) в перераспределении поступающего терригенного материала. Чистая дельтовая модель представляется маловероятной с учетом большой протяженности, субпараллельности и слабой изрезанности границ клиноформ. Также маловероятно выдвигание побережья на сотни километров вглубь бассейна без участия мощных речных систем. Скорее всего, следует предполагать комбинацию механизмов — привнос осадков реками и их перераспределение бассейновыми процессами.

Большая часть твердого стока равнинных рек представлена глинами (например, в стоке р. Миссисипи 70% глин, 28% алевритов и 2% песка [6]). Этот тонкозернистый осадок во время штормов в первую очередь подвергается

взмучиванию и переотложению. Представляется, что эти глинистые разности в конечном итоге должны концентрироваться на участках дна, расположенных ниже базиса штормовых волн, т.е., в нашем примере, ниже 80-110 м глубины моря. Это означает, что на этой глубине и ниже осадки образуют более пологую в сравнении с уклоном дна поверхность (в пределе, субгоризонтальную), которая в направлении моря сменяется более крутым уклоном, естественный угол которого обусловлен соотношением объема осадков, его размерности, интенсивности взмучивания, наличием и скоростями течений и другими факторами.

В неоконских отложениях Западной Сибири этот уклон составляет обычно 20 м на 1 км. В зоне, подверженной действию штормовых волн, скорость накопления осадков соответствует скорости погружения дна, а мористее объем аккумуляции увеличивается вследствие уклона дна. При отсутствии течений прирост объема аккумуляции соответствует разнице между базисом штормовых волн и глубиной дна бассейна. В результате осадки формируют первичное клиноформное тело (рис. 2). Его толщина на расстоянии 80-110 км от берега не очень велика вследствие постоянной штормовой эрозии и составляет условно первые метры или десятки метров, затем увеличивается на 100 м (поскольку в примере глубина бассейна ограничена 200 м), а еще мористее снижается до 0 м. Углы увеличения и уменьшения толщины клиноформы, помимо перечисленных выше факторов, определяются соотношением скорости погружения дна и интенсивности привноса терригенного материала. Осадки, которые в нашем примере будут отложены в следующем цикле, в качестве основания будут иметь в мористой части более круто наклоненную поверхность, что позволит сформировать еще более четко выраженное клиноформное тело. В последующих циклах крутизна уклона основания будет сохранять естественную для указанных выше условий величину.

Допустим теперь, что в нашем примере происходит общее погружение дна бассейна со скоростью 10 см за 1000 лет. Тогда, если

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

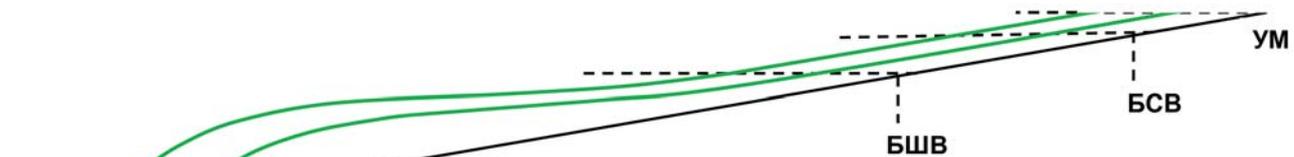


Рис. 2. Схема формирования клиноформных отложений в мелководном бассейне УМ — средний уровень моря, БСВ — базис спокойных волн, БШВ — базис штормовых волн

погружение продолжалось один миллион лет, толщина клиноформного тела на расстоянии 100 км от берега составит около 100 м, далее увеличится до 200 м и еще мористее снизится до 0 м. При этом либо должен увеличиться угол примыкания клиноформы к поверхности дна бассейна, либо увеличиться ее ширина.

Если привнос терригенного материала превышает возможности его переработки волновой деятельностью, а прирост объема аккумуляции за счет погружения дна бассейна не компенсирует объемы привноса, то в дополнение к рассмотренным процессам начнется выдвигание береговой линии в сторону моря. При стабильном уровне моря профиль дна сохранится, но сместится от берега. При этом грубозернистые (песчаные) осадки, накапливающиеся в прибрежной зоне, образуют линзы, наклоненные в сторону моря под углом склона. Аккреция линз, формируемых при наступлении побережья, образует щитообразные песчаные тела ундаформы. В неокомских клиноформах Западной Сибири эта часть разреза обычно называется шельфовой, в предлагаемой схеме «шельфовые» отложения образуются фациями ближнего шельфа (пляжа, предфронтальной и переходной зон) и барами дальней зоны. От соотношения скорости погружения дна бассейна и изменения уровня моря зависит угол наклона слоев ундаформы.

Таким образом, сконструированный модельный пример показывает, что формирование клиноформных тел может происходить в мелководных бассейнах. Роль, которую в глубоководных морях играет бровка шельфа, в таких бассейнах распределяется между изобатой, соответствующей базису штормовых волн, и кромкой склона накапливающихся осадков. Ниже

уровня воздействия штормовых волн накапливаются осадки преимущественно пелитовой размерности, их мощность на этом уровне начинает увеличиваться, достигая максимума вблизи кромки склона, которая часто располагается в районе мористой границы предыдущего слоя.

Принятые в модельном примере допущения не выходят за рамки реальности. Если бы море затопило современную Западно-Сибирскую низменность, то уклоны дна были бы меньше, чем в рассмотренном примере: от Новосибирска до Салехарда р. Обь падает всего на 150 м. Согласно Г.Д. Джонсону и К.Т. Болдуину [2], в эпиконтинентальном мелководном (до 25 м) заливе Нортон голоценовый шельфово-продельтовый разрез сформирован посредством штормового перераспределения осадков дельты р. Юкон и имеет толщину до 30 см, что означает скорость осадконакопления примерно 3 см за 1000 лет, сопоставимую со средней скоростью седиментации в неокомском бассейне Западной Сибири. Заметим, что скорость погружения дна в Нидерландах в голоцене достигает 250 см за 1000 лет!

В случаях, когда рассмотренные процессы протекают длительное время (неокомские клиноформы Западной Сибири формировались около 20 миллионов лет), на них накладываются эвстатические колебания уровня моря. При понижениях уровня часть накопившихся осадков, расположенная выше нового базиса штормовых волн, должна размываться и переотлагаться ниже базиса, формируя осадки тракта низкого стояния. При повышении уровня моря накопившиеся отложения должны перекрываться иловыми осадками дальней зоны и открытого моря. В неокомских клиноформах Западной Сибири таким периодам отвечают

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

трансгрессивные глинистые пачки, перекрывающие клиноформные резервуары. Эти глинистые пачки могут предваряться в разрезе покровными песчаными пластами – базальными пластами соответствующих трансгрессий.

В работе [2] приведен пример такого регрессивно-трансгрессивного формирования песчаников Галлап внутри глинистой толщи Манкос: нижняя часть песчаной толщи, образованная на регрессивном этапе аккрецией наклоненных от берега линз песков береговой зоны, перекрыта (с несогласием) трансгрессивными барами дальней зоны, которыми сформирован почти непрерывный покровный пласт шириной более 40 км. Согласно П.Р. Вейлу с соавторами [8], в поздней юре и неокоме существовали следующие относительные изменения уровня моря: в оксфорде и киммеридже был подъем уровня с 20 до 100 м (относительно современного), на рубеже волжского века уровень понизился до -20 м, в волжское время вновь вырос до 100 м, в берриасе снизился примерно на 20 м и на рубеже валанжина упал до -50 м, за валанжинский век поднялся до +50 м, слегка понизился на рубеже готерива, поднялся в готериве до 100 м и к середине апта до 150 м. Максимальный размах колебаний уровня составил за все время не более 200 м, причем основной тренд – повышение уровня. Следовательно, боковое заполнение неокомского морского бассейна Западной Сибири, сопровождавшееся регрессией моря, осуществлялось вопреки глобальной трансгрессии. Поскольку толщина клиноформной части разреза достигает 800 м, суммарную величину тектонического погружения дна бассейна за неокомское время можно оценить в 600 м. Погружение дна, вероятно, было обусловлено (по крайней мере частично) изостатической компенсацией накапливающихся осадков, причем территория вовлекалась в погружение постепенно, синхронизировано с заполнением бассейна. Изменение угла наклона границ вследствие опережающего погружения восточной части территории можно оценить примерно 1 м на 1 км – на эту величину необходимо уменьшать оценку угла наклона дна неокомского бассейна.

Рассмотренные механизмы не объясняют формирование песчано-алевролитовых тел в ачимовской толще. Точнее, объясняют частично – при понижениях уровня моря за счет размыва накопившихся отложений может увеличиваться объем выносимых в бассейн осадков и доля песчано-алевритовой составляющей. Частично – поскольку эвстатические колебания более высоких порядков, нежели приведенные, обладают меньшей амплитудой и, скорее всего, недостаточной частотой. Для объяснения образования ачимовской толщи нужны более регулярные процессы. В работе Т. Эллиота [7, с. 196-197] со ссылками на Morton R.A. (1973), Swift D.J.P. с соавторами (1983) и Walker R.J. (1979) приводится механизм переноса осадков ветровыми или геострофическими течениями. «Эти течения создаются давлением ветра на поверхность воды, ведущей себя либо как один слой, который целиком движется в направлении ветра, либо как двухслойная циркуляционная система, в которой движимые ветром поверхностные воды движутся к суше, а придонные – от берега. При таком механизме донные течения обладают максимальной скоростью во время шторма, а не после него, и транспортировка осадка осуществляется штормовыми волнами. Волновые течения, вероятно, наиболее эффективны в каналах разрывных течений, и отложение осадка происходит в устье каналов разрывных течений или вне их на открытом шельфе....Дополнительным механизмом транспортировки и отложения осадков в дальней зоне побережья являются турбидитные потоки большой плотности, которые развиваются от вызванных штормом течений и могут транспортировать и отлагать осадок значительно ниже базиса штормовых волн».

Ветровое воздействие на морской бассейн осуществляется постоянно, сильные штормы также случаются регулярно и многократно в течение одного года. В масштабе геологического времени их воздействие можно считать практически постоянным.

Поэтому перенос осадков геострофическими течениями в область бассейна, расположен-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ную ниже базиса штормовых волн, хорошо объясняет формирование ачимовских отложений Западной Сибири, в том числе все разнообразие их текстур от массивных до флюидальных.

На рис. 3 показано несколько сечений клиноформ БВ₈, БВ₆, БВ₄, БС₁₂ (с востока на запад) в северной части Юганской мегавпадины. Реальные углы наклона границ неокотских клиноформных резервуаров так малы (как правило, меньше одного градуса), что отобразить строение этой части разреза в неискаженном масштабе не представляется возможным. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов (рис. 3) 1 к 10: вертикальный масштаб 1:70 000, горизонтальный – 1:700 000. Восточные границы клиноформ на рисунке не показаны. Разрезы хорошо иллюстрируют предложенную модель бокового заполнения мелководного бассейна. Даже при искаженных масштабах на разрезах видно, что границы клиноформных резервуаров опускаются в направлении центра бассейна под практически постоянным углом, который увеличивается не на «кромке шельфа», а на участке нарастания дефицита осадочного материала. Особенно хорошо это видно на верхнем и нижнем разрезах, на двух других разрезах заметны два изменения угла каждой клиноформы: один тяготеет к ее дистальной части, второй – к началу склона предшествующей клиноформы. Разрезы такого типа сформированы, по-видимому, в условиях привноса осадочного материала в объемах, не достаточных для полного выравнивания рельефа, образованного предыдущей клиноформой. В заключение приведем оценку глубины неокотского бассейна. Максимальные общие толщины клиноформ составляют примерно 350 м, из них не менее 100 м обеспечены погружением дна, следовательно, глубина бассейна ниже базиса штормовых волн около 250 м. К этому необходимо прибавить глубину воздействия штормовых волн. В рассмотренном в статье примере использовалась максимальная, по литературным данным, глубина воздействия – до 100 м. Если использовать менее ураганную оценку базиса штормовых волн – 50 м, то средняя глубина неокотского бассейна составляла не более 300 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гурари Ф.Г.* Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западной Сибири (история становления представлений). -СНИИГГиМС. - Новосибирск, 2003, с.140.

2. *Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т.* Мелководные моря с терригенной седиментацией. В кн. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х.Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.

3. *Добрецов Н.Л.* Эволюция структур Урала, Казахстана, Тянь-Шаня и Алтае-Саянской области в Урало-Монгольском складчатом поясе (Палеоазиатский океан) //Геология и геофизика, 2003, т. 44, № 1-2, с.5-27.

4. *Лисицын А.П.* Закономерности осадкообразования в областях быстрого и сверхбыстрого осадконакопления (лавинной седиментации) в связи с образованием нефти и газа в мировом океане // Геология и геофизика, 2009, т. 50, № 4, с. 373-400.

5. *Филиппова И.Б., Буш В.А., Диденко А.Н.* Среднепалеозойские субдукционные пояса – ведущий фактор формирования структуры Центрально-Азиатского покровно-складчатого пояса //Российский журнал наук о Земле, 2001, т.3, № 6.

6. *Эллиотт Т.* Дельты. В кн. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х.Рединга.- М.: Мир, 1990.–352 с.

7. *Эллиотт Т.* Побережья с терригенной седиментацией. В кн. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х.Рединга. -М.: Мир, 1990. – 352 с.

8. *Вейл П.Р., Митчем Р.М. мл., Тодд Р.Г. и др.* Сейсмостратиграфия и глобальные изменения уровня моря. В кн. Сейсмическая стратиграфия: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Ч.Пейтона. –М.: Мир, 1982. – 376 с.

9. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокотского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры». Под ред. А.В. Шпильмана, Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавника. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – 191с.

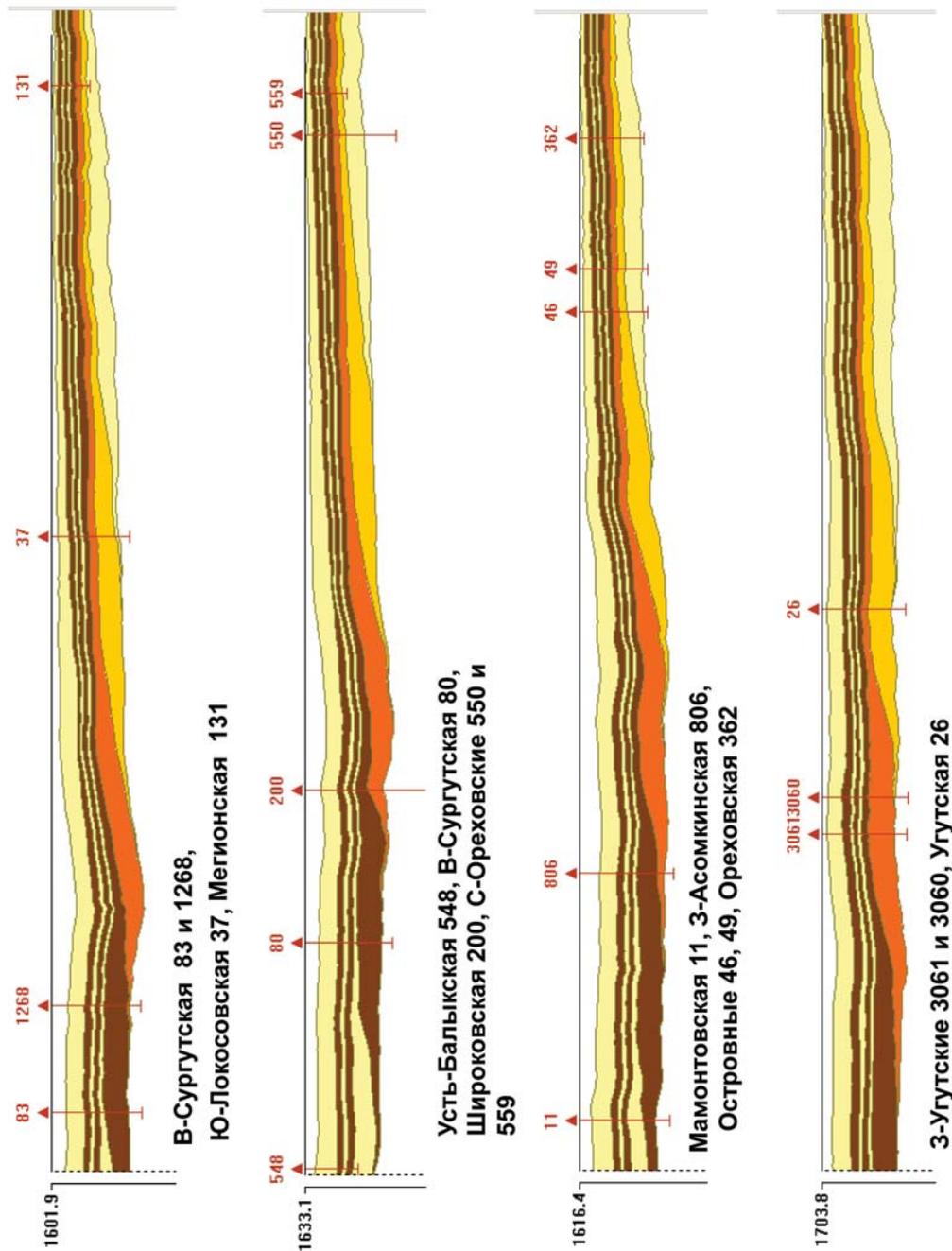


Рис. 3. Разрезы через клиноформные резервуары (с востока на запад) БВ₈, БВ₆, БВ₄, БС₁₁ по указанным линиям скважин. Масштабы: горизонтальный 1:700 000, вертикальный 1:70 000

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИЯ КАК МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА В ПОРОВОЙ СРЕДЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОЦЕНКИ ТИПА И ОБЪЕМА ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ*Р.Ф. Харисов**Институт геофизики, Екатеринбург*

При подсчете запасов углеводородного (УВ) сырья объемным методом учитывается средняя эффективная мощность залежи. Выделяемые объекты по мощности отложений в силу своих природных условий являются неоднородными, где распределение ФЕС, а именно – проницаемости, зависит от состава пород и условий их осадконакопления. Участки с высокой проницаемостью обычно представлены малоглинистыми песчаниками, а с низкой проницаемостью имеют увеличенную долю глинистой фракции. Поэтому на процесс фильтрации флюида в поровой среде влияет объем и тип глинистого цемента, изучение которого является важной задачей, требующей применения современных методов исследования. Как перспективный метод исследования поровой среды, способный объективно оценить и дополнить результаты лабораторных измерений, в работе был применен ЯМР-релаксометр.

Метод ЯМР-релаксометрии основан на регистрации и измерении амплитуды сигналов спинового эха, получаемого в результате прецессии системы протонов. По начальной амплитуде сигнала измеряется количество флюида. Объем образца керна или шлама позволяет регистрировать пористость образца. Скорость затухания амплитуды сигнала, термин – время релаксации, зависит от расстояния флюида до твердой поверхности, то есть стенки поры или капилляра [2]. Разлагая затухающий сигнал спиновых эхо по набору экспонент, получаем геометрическое распределение пустотного пространства поровой среды.

Короткие времена релаксации соответствуют капиллярам и порам малого размера, поскольку взаимодействие между флюидом и стенками пор создает дополнительные механизмы затухания. Разложение на сорок экспонент и более делает этот параметр информативнее по сравнению с капиллярометрией или центрифугированием. Пласт, обладающий коллекторскими свойствами, сцементирован глинами разных типов, по которым судят о генезисе месторождения. В зависимости от типа глин сильно изменяется площадь удельной поверхности порового пространства. Это позволяет оценивать количество сильно связанного или свободного флюида, влияющего на коэффициент извлечения нефти.

Аппаратура и методика

На коллекции образцов керна Тагульского месторождения выполнены следующие исследования: электронная микроскопия, гранулометрический анализ, рентгенофазовый анализ (РФА) и центрифугирование. С помощью электронной микроскопии при разных режимах увеличения (500-8000 крат) в образцах керна изучаются структурные и текстурные характеристики глинистой фракции, которые слагают пустотное пространство поровой среды (рис. 1). Гранулометрический анализ дает представление об общем объеме глинистого цемента в образцах керна. Методом РФА проводится анализ элементного состава глин, дается процентное содержание глинистых минералов в образцах. Центри-

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

фугирование используется с целью максимального вытеснения подвижного флюида и оценки водоудерживающей способности в зависимости от приложенного давления в поровой среде. Объемы малоподвижного и свободного флюида поровой среды соответствуют давлению, равному 5 (+/- 0,5) атмосферам, создаваемому центрифугой при 7000 оборотах в минуту. Флюид, оставшийся в поровой среде после применения центрифуги, из-за особых свойств предложено считать связанным [1]. При насыщении зерна использовался водный раствор с минерализацией NaCl 20 г/л, который по своим свойствам приближен к пластовому остаточному флюиду поровой среды в интервале отбора зерна. Дополнительно по результатам центрифугирования образцы зерна исследованы методом ЯМР-релаксометрии, где полученный диапазон распределения времен релаксации характеризует остаточный флюид поровой среды. Регистрируемый сигнал представлен одномодальным распределением времен релаксации (рис. 2), который для каждого образца имеет индивидуальный диапазон и амплитуду сигнала. Характер распределения сигнала ЯМР

зависит от преобладающего типа связанного флюида (глинисто-связанный, капиллярно-связанный) [1, 4] и способа математического расчета при разложении сигнала ЯМР на экспоненты.

Результаты исследований

Поскольку площадь удельной поверхности глинистых частиц значительно преобладает над площадью удельной поверхности песчаника и алевролита [6], следует ожидать, что и объем остаточного флюида в поровой среде глинистых коллекторов будет гораздо больше, чем в «чистых» песчаниках. Поэтому особое внимание в работе уделяется изучению глинистой фракции.

Выделение типов глинистых минералов

Величина остаточного флюида по результатам центрифугирования для каждого образца зерна индивидуальна и зависит от таких параметров, как размер пустотного пространства, размерность и состав глинистых минералов, свойства флюида. Анализ результатов лабораторных исследований

частично может быть подтвержден и дополнен методом ЯМР-релаксометрии. Сигнал ЯМР представлен распределением времен релаксации, которое отражает величину и расположение остаточного флюида в поровой среде. Чем ближе нахождение флюида к стенке поры или капилляра, чем более коротким временем релаксации он характеризуется и наоборот. Результаты исследований методом ЯМР-релаксометрии для коллекции образцов представлены на рис. 3.

По оси ординат указана максимальная амплитуда одномодального распределения времен релаксации в миллисе-

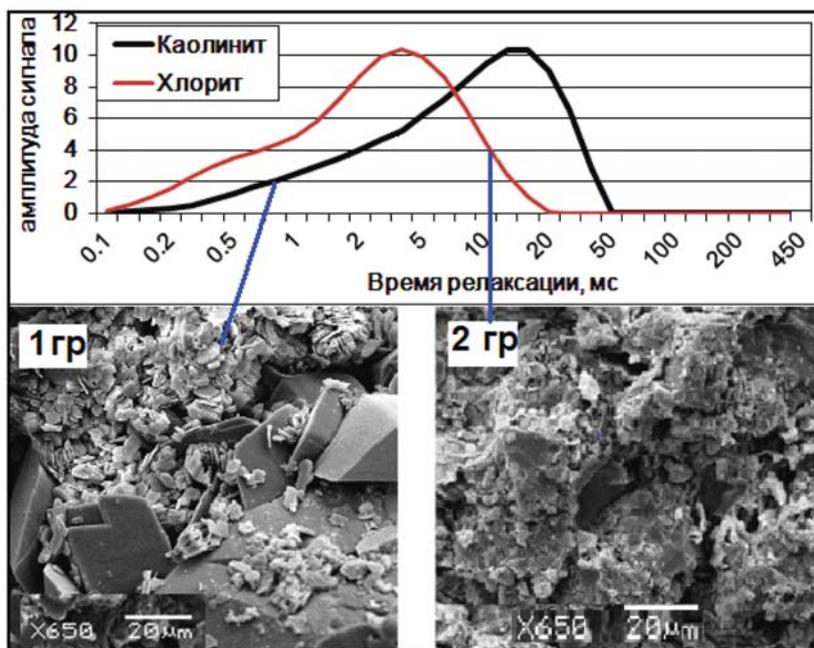


Рис. 1. Сопоставление результатов ЯМР и электронной микроскопии

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

кундах, по оси абсцисс – процентное содержание глинистой фракции в общем составе глинистости поровой среды. Лабораторные исследования позволили разделить представленную коллекцию по набору глинистых минералов в цементе на 2 группы, которые соответствуют каолинитовому и хлоритовому типу глин. По данным ЯМР-релаксометрии, диапазон распределения времен релаксации с указанием максимальной амплитуды сигнала (в дальнейшем «ЯМР-сигнал по амплитуде») также позволяет разделить коллекцию образцов керна по типам глин. При условии, что объемная глинистость поровой среды не превышает 20%, для образцов керна с каолинитовым составом цемента «ЯМР-сигнал по амплитуде» находится в интервале 8-18 мс, т.е., что характерно для флюида капилляров и мелких пор. При этом необходимо учитывать, что процентное содержание каолинита относительно других глинистых минералов в породе должно быть не менее 80%. При более низком содержании каолинита, результаты ЯМР-исследований искажаются из-за влияния других глинистых минералов. Хлоритовый состав глинистого цемента сложен «ЯМР-сигналом по амплитуде» в интервале 1-8 мс и характерен для глинисто-связанного флюида. Большое внимание уделялось образцам керна с содержанием хлорита от 50 до 100%, так как

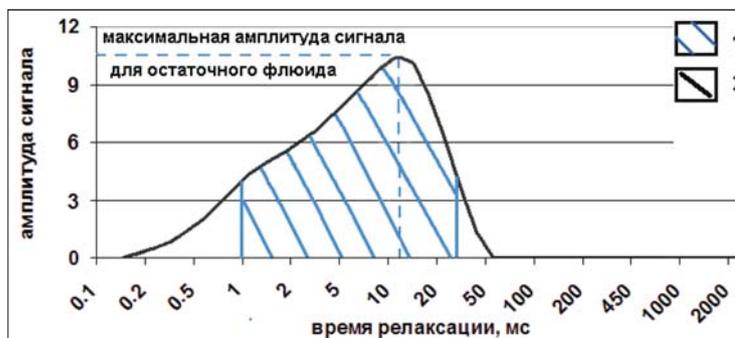


Рис. 2. Распределение времени релаксации, получаемое методом ЯМР-релаксометрии. 1. Диапазон времени релаксации связанного флюида 2. Распределение времени релаксации для объема связанного флюида

даже при 50%-ном содержании в общем объеме глин минерал оказывает основное влияние на результаты ЯМР.

Установлено, что значение времени релаксации, разделяющее образцы на каолиниты и хлориты, составляет 8 мс. Для образцов с глинистостью более 20% распределение времен релаксации для каолинитов и хлоритов не превышает 8 мс, тем самым разделение образцов по типам глин затруднено.

Предположение о возможности изучения глинистости методом ЯМР-релаксометрии было высказано еще Маттесоном [3].

Морфологическая особенность глинистых минералов [4]

По энергии взаимодействия с твердой поверхностью остаточный флюид поровой среды может быть разделен на слои, состоящие из глинисто-связанного (прочная связь) и капиллярно-связанного флюида (слабая связь) [1, 5]. По Коатесу время релаксации менее 3 мс соответствует глинисто-связанному флюиду, от 3 мс до 33 мс соответствует капиллярно-связанному флюиду.

Глинистые минералы каолинитового состава представ-

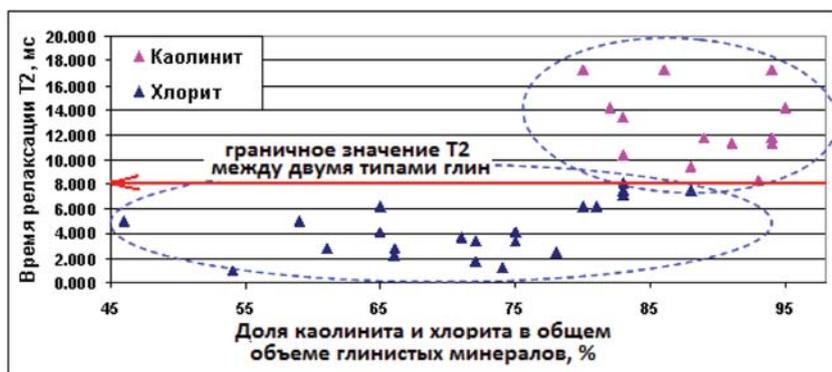


Рис. 3. Результаты ЯМР-релаксометрии для разных типов глинистых минералов после центрифугирования

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

лены частицами диаметром 0.3-4 мкм, толщиной 0.05-2 мкм и малой площадью удельной поверхности, достигающей 10-20 м²/г. Большая часть остаточного флюида сформирована в области капилляров и пор малого размера с распределением времен релаксации от 3 до 33 мс. При увеличении объема глинистой фракции в поровой среде начинает преобладать глинисто-связанный тип остаточного флюида с распределением времен релаксации в интервале менее 3 мс.

Морфологическая особенность частиц хлоритового состава заключается в хаотичном расположении, соотношением длины к ширине 1:100 и малым размером 0,1-2 мкм в диаметре, что способствует формированию удельной поверхности, равной 200 м²/г. Остаточный флюид поровой среды относится к глинисто-связанному с распределением времен релаксации, не превышающим 8 мс. Объемом капиллярно-связанного флюида в таких глинах можно пренебречь.

Влияние объема глинистой фракции на результаты исследований

Построена зависимость между «ЯМР-сигнал по амплитуде» и объемом глинистого цемента (рис. 4). Объем глинистости образцов меняется в интервале 5,5-27,6%, «ЯМР-сигнал по амплитуде» представлен временем релаксации 1-18 мс.

Для каолинитового типа глин по графику отмечается линейная зависимость. С ростом глинистости сигнал ЯМР смещается в область коротких времен релаксации с 18 до 1 мс. Такое поведение объясняется структурными особенностями минерала. Увеличение каолинита в поровой среде ведет к вытеснению остаточного флюида из пор. В большей степени сокращаются участки капилляров и пор малого размера, где остаточный флюид приобретает форму в виде тонкой пленки вокруг глинистых частиц [5]. Таким образом, определив значение «ЯМР-сигнал по амплитуде», можно ориентироваться на объем глинистости и количество остаточного флюида в

поровой среде. Для хлоритового типа глин по графику отмечается полиномиальная зависимость. Хлоритовый тип глинистости за счет морфологии глинистых частиц соответствует «ЯМР-сигналу по амплитуде» в интервале 1-8 мс. Наибольшее значение «ЯМР-сигнал по амплитуде» представлено для образцов с объемом глинистости 10-20%. Образцы с глинистостью менее 10% и более 20% по времени релаксации не превышают 4 мс. Определение хлоритового типа глин в породе, помимо ЯМР-релаксометрии, требует дополнительных методов исследования.

Результаты оценки «ЯМР-сигнал по амплитуде» при объемной глинистости в образцах до 10, 10-20 и более 20% представлены в табл. 1.

По результатам исследований коллекция образцов керна поделена на 6 групп (рис. 5). Уменьшение проницаемости связано с образцами хлоритовой группы. Как правило, объем глинистости в таких образцах составляет не менее 10%, параметр проницаемости не превышает 10 мД. Максимальной проницаемостью обладают группы образцов керна с объемной глинистостью до 10%, при этом глинистый цемент может быть представлен как каолинитом, так и хлоритом.

Выводы

В зависимости от влияния глинистого фактора на фильтрацию флюида в поровой среде (по результатам ЯМР-исследований и анализа лабораторных данных) коллекцию образцов керна можно разделить на 6 групп, которые могут быть использованы:

– в качестве диагностических признаков при изучении условий формирования осадочных пород;

– на практике при характеристике наиболее оптимальных участков разработки Тайлаковского месторождения.

При условии, что объемная глинистость в образцах не превышает 20%, распределение времени релаксации для каолинита составляет 8-18 мс, что характерно для капилляров и

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

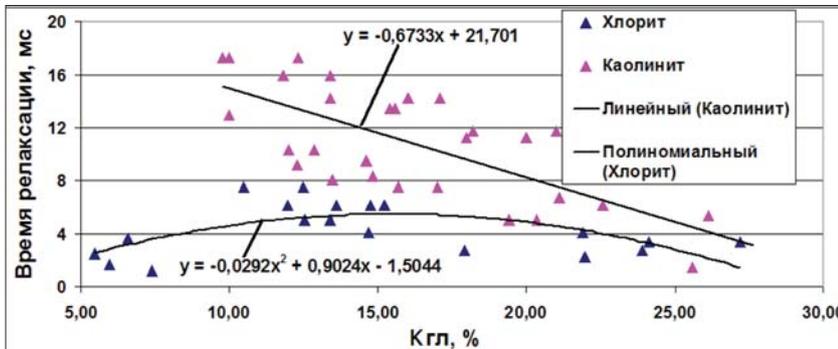


Рис. 4. Влияние объема и типа глинистых минералов на результаты ЯМР-релаксометрии

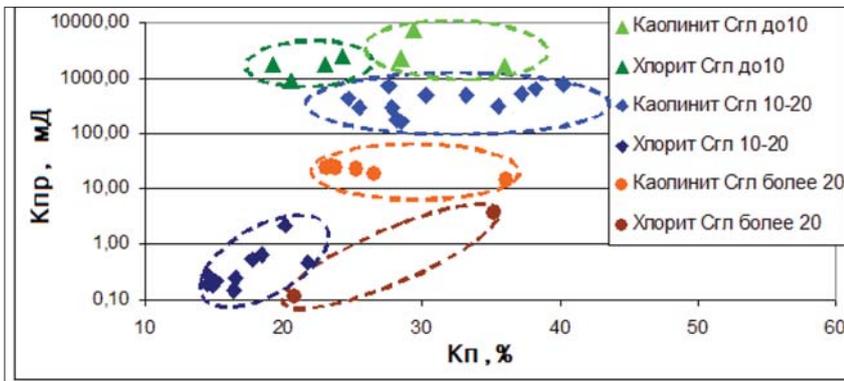


Рис. 5. Выделение участков по пористости и проницаемости с учетом влияния глинистой фракции

пор малого размера, распределение времени релаксации для хлорита составляет 1-8 мс, что характерно для прочносвязанного флюида, граничащего с твердой фазой. Значение времени релаксации, разделяющее образцы на каолиниты и хлориты, соответствует 8 мс. В образцах с глинистостью более 20% результаты ЯМР-исследований не позволяют выделять типы глинистых минералов.

В случаях, когда глинистый цемент сложен каолинитом, для образцов керна с остаточным флюидом может быть использована линейная зависимость (рис. 4), позволяющая по результатам ЯМР-релаксометрии оценить объем глинистости поровой среды.

Выражаю искреннюю благодарность за помощь и консультации при написании работы моему руководителю Ю.К. Долманскому.

Таблица 1

Время релаксации остаточного флюида, полученное в зависимости от объема глинистости

Процентное содержание объемной глинистости в образцах керна, %	«ЯМР-сигнал по амплитуде» для каолинитов, мс	«ЯМР-сигнал по амплитуде» для хлоритов, мс
До 10	13 - 18	1 - 4
10-20	8 - 17	3 - 6
Более 20	1 - 8	1 - 4

ЛИТЕРАТУРА

1. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. - М.: Недра, 1986.
2. Coates G.R., Lizhi Xiao and Prammer M.G., NMR Logging, Principles & applications. Hullburton Energy Services Publishing, Houston, 2000, 234p.
3. Matteson A. et al., NMR relaxation of Clay-Brine Mixtures., 1998 SPE paper 49008. Schlumberger Doll Research.

4. Зубков М.Ю. Остаточная вода в обломках и цементе продуктивных отложений юрского возраста Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа, №1, 2013.
5. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. - М.: Наука, 2001.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазо-насыщения горных пород.- М.: Недра, 1975, 344 с.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЛАБОРАТОРИИ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ

*В.А. Пуртов, Н.С. Ремень, Е.М. Гуземина, Н.В. Тельнова
(АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»)*

Развитие хозяйственной и экономической деятельности любого региона сопровождается комплексом экологических проблем. Специфика промышленности Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, связанная с нефтегазодобычей, обуславливает мощное антропогенное воздействие. Развитие системы управления ресурсами округа невозможно без изучения реального состояния природной среды и объектов промышленности.

В связи с этим для решения задач по обеспечению мониторинга экологического состояния окружающей среды, хозяйственной деятельности компаний-недропользователей и экономической оценки территорий в 2000 году в Центре недропользования была создана лаборатория данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и произведена первая закупка космических снимков на всю территорию автономного округа (рис. 1).

Существовавшие в то время топографические карты, планы, схемы не соответствовали нарастающим потребностям, в большей степени из-за недостаточного обновления пространственной информации. Преимуществами же космических снимков являются большая обзорность, что дает возможность изучения региональных и зональных закономерностей; генерализованность изображения; комплексное отображение всех компонентов геосферы; регулярная повторяемость через определенные интервалы времени; оперативность поступления информации; возможность ее получения для объектов, не доступных изучению другими средствами.

Для работы были приобретены новые снимки космических спутников SPOT-4 (Франция) и Landsat-7 (США). Пространственное (геометрическое) разрешение данных, которое характеризуется минимальным размером объектов, различимых на снимках, составляет 10 м в панхроматическом режиме (один спектральный диапазон) со съемочной аппаратуры SPOT-4 и 20 м в многоспектральном (мультиспектральном) режиме. Для Landsat-7 соответственно 15 и 30 м.

Технология обработки данных дистанционного зондирования поверхности Земли, выбранная специалистами Центра, происходила поэтапно:

1. Привязка к топографической основе с последующей геометрической трансформацией.
2. Классификация.
3. Получение векторных слоев.
4. Создание специальных и тематических карт.
5. Печать картографических данных.

Обработка космических снимков началась с самого длительного по времени этапа — привязки к топооснове (рис. 2). Для точного совмещения снимка с картой иногда приходилось выбирать до нескольких десятков опорных точек (места пересечения дорог, мостов, рек, истоки рек из озер, линии коммуникаций и т.д.).

По имеющимся материалам мультиспектральной съемки, специалисты лаборатории синтезировали различные варианты цветного изображения местности для дальнейшей классификации снимков и векторизации интересующих площадных и линейных объектов. Например, комбинация каналов данных 7,5,3

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

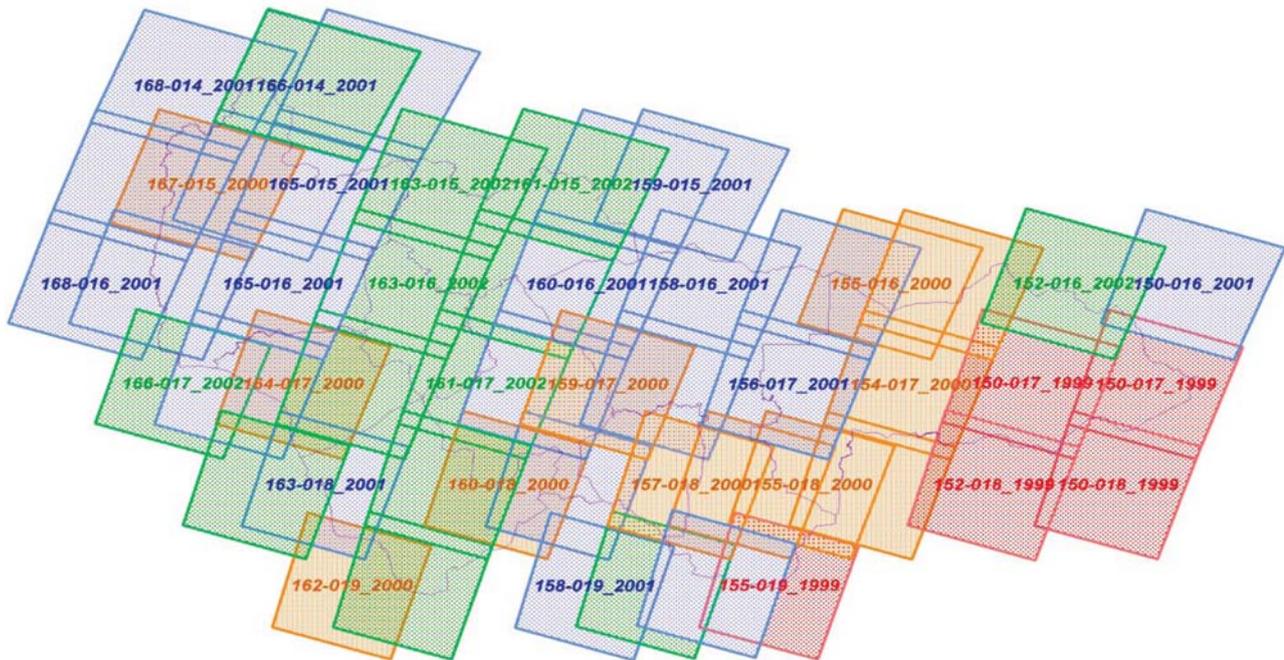


Рис. 1. Покрытие космическими снимками среднего разрешения территории Югры на период 2000-2006 гг.

Landsat-7 дает изображение, близкое к естественным цветам: растительность отображается в оттенках темно-зеленого и светло-зеленого, урбанизированные территории выглядят белыми, затопляемые участки — темно-синими и почти черными, что позволяет очень четко выделять береговую линию и подчеркивать водные объекты на снимке, оценивать глубины. Комбинация же каналов 7,4,2 больше используется для дешифрирования антропогенных объектов, которые отображаются в оттенках розового цвета (рис. 3).

К результатам этой деятельности лаборатории данных ДЗЗ можно отнести тематические карты на террито-

рию автономного округа, выделение границ Обь-Иртышской поймы и болот Западно-Сибирской низменности в пределах ХМАО — Югры, которые в дальнейшем были применены для составления Атласа «Особо охра-

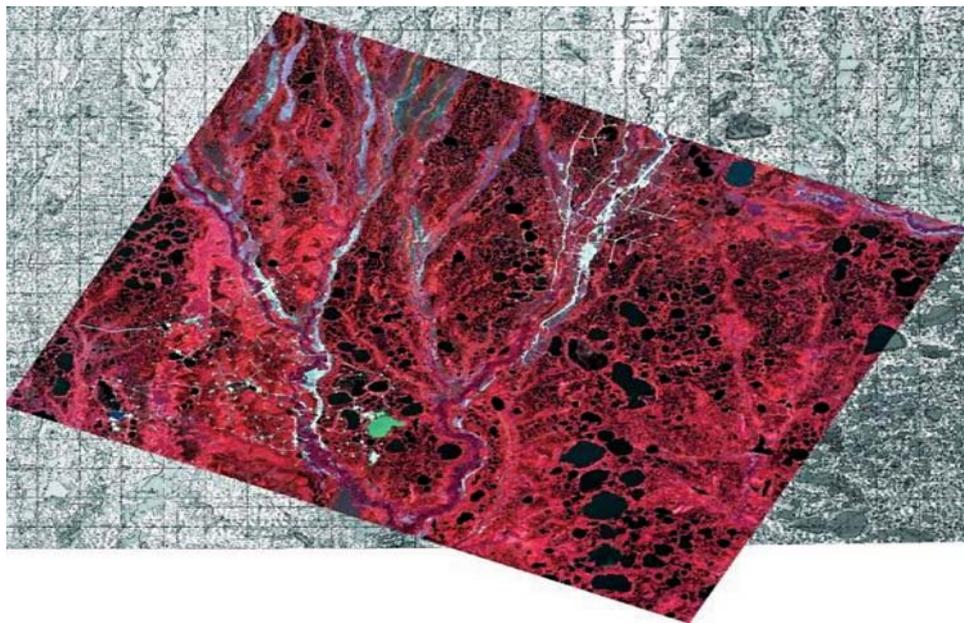


Рис. 2. Космический снимок SPOT-4, совмещенный с топографической картой

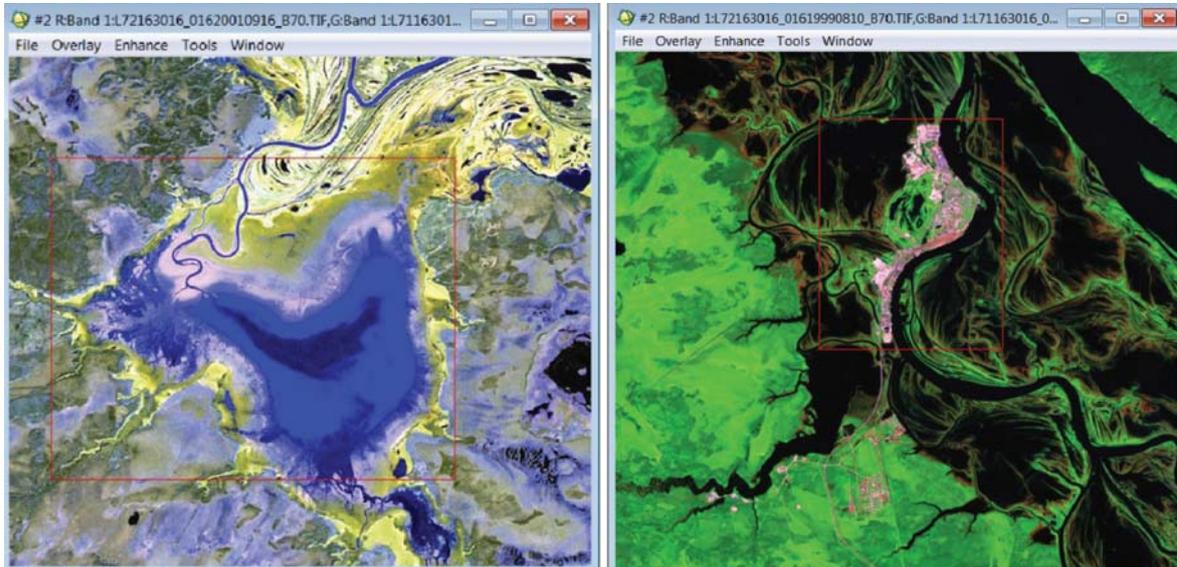


Рис. 3. Фрагменты космических снимков Landsat-7, синтез каналов 7-5-3 и 7-4-2

няемые природные территории и леса Ханты-Мансийского автономного округа».

Обработка данных дистанционного зондирования проводилась в программных комплексах ER Mapper Professional и MapInfo Professional.

В 2007 году сотрудники ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», используя накопленный практический опыт обработки космических снимков и многолетние результаты дешифрирования, начали новый, более значимый этап в применении данных дистанционного зондирования — космический мониторинг земель, нарушенных вследствие различных территориальных процессов (рис. 4).

Нарушенные земли — земли, утратившие свою хозяйственную ценность или являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду в связи с нарушением почвенного покрова, гидрологического режима и образования техногенного рельефа в результате производственной деятельности (Приказ Минприроды РФ № 525, Роскомзема № 67 от 22.12.1995г. «Об утверждении Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»).

Были выделены следующие категории земель для ведения космического мониторинга:

- нефтезагрязненные земли;
- территории нефтедобывающих площадок;
- нарушенные земли в местах добычи общераспространенных 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.

Мониторинг осуществляется с использованием космических снимков различного пространственного разрешения на местности со спутников: ALOS, оснащенного картографической стереокамерой (PRISM, разрешение 2.5 м) и мультиспектральной камерой (AVNIR-2, разрешение 10 м), ASTER (разрешение 15 м), FORMOSAT (разрешение 8 м), QUICKBIRD (разрешение 0,6 м), GEOEYE-1 (разрешение 1м), IKONOS (разрешение 0,9 м), RAPIDEYE (разрешение 5 м).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Изображения, получаемые с данных спутников, созданы с выполнением радиометрической, атмосферной коррекции и ортотрансформирования с номинальной геопривязкой, используя метод RPC-коэффициентов (RPC-коэффициенты «rational polynomial coefficients» представляют собой математическую модель сенсорной оптико-электронной системы (камеры) спутника), что существенно облегчает работу с космоснимками, позволяет сохранить высокую точность материала. Программное обеспечение автоматически считывает информацию о пространственной привязке и отображает уже «не сырой» снимок, а в системе координат. Нет необходимости в длительном цикле «ручной» привязки космоснимков к топографической основе, которая проводилась специалистами отделения на первых этапах работ по дешифрированию.

Визуализация и обработка данных дистанционного зондирования проводится в программных комплексах ENVI и MapInfo Professional.

В результате деятельности лаборатории данных ДЗЗ в период 2007-2012 гг. созданы основные сформированные базы данных, характеризующие экологическое состояние территории ХМАО – Югры: «Реестр нефтезагрязненных земель», «Нарушенные земли в местах сжигания попутного нефтяного газа», «Нарушенные земли в местах добычи общераспространенных полезных ископаемых», «Рубки» и непосредственно база данных «Космические снимки местности округа».

Актуальными задачами экологической политики в округе остаются сохранение и восстановление природных ресурсов, предотвращение негативных воздействий и их ликвидация. Неоспорим тот факт, что по-прежнему большая доля техногенного воздействия на природную среду в регионе приходится на нефтегазодо-



Рис. 4. Области применения данных мониторинга, полученных с космических снимков

бывающую промышленность (рис. 5). Степень нагрузки изменяется в зависимости от стадии производственного процесса – от сейсморазведки и поискового бурения до обустройства месторождения и после эксплуатационного периода районов нефтепромыслов.

По результатам дешифрирования выявлено 3870 нефтезагрязнённых участков общей площадью 8821,43 га. Из них более 90% зарегистрировано на лесных и болотных ландшафтах. Площади нарушенных участков варьируют от 0,01 га до 197 га. В административно-территориальном отношении основная доля нефтезагрязненных земель отмечена в пределах Нефтеюганского, Сургутского и Нижневартовского районов (рис. 6).

Основные источники выявленных загрязнений нефтепродуктами почвенно-растительного покрова и воды – это магистральные и межпромысловые нефтепроводы, устья скважин и прискважинные (кустовые) площадки, полигоны для хранения твёрдых отходов (нефешламные амбары), объекты инфраструктуры (ДНС, КНС, ЦПС, ЦППН, нефтебазы, факельные установки, склады горючего и т.п.), хозяйственно-бытовые и производственные объекты близ населённых пунктов.

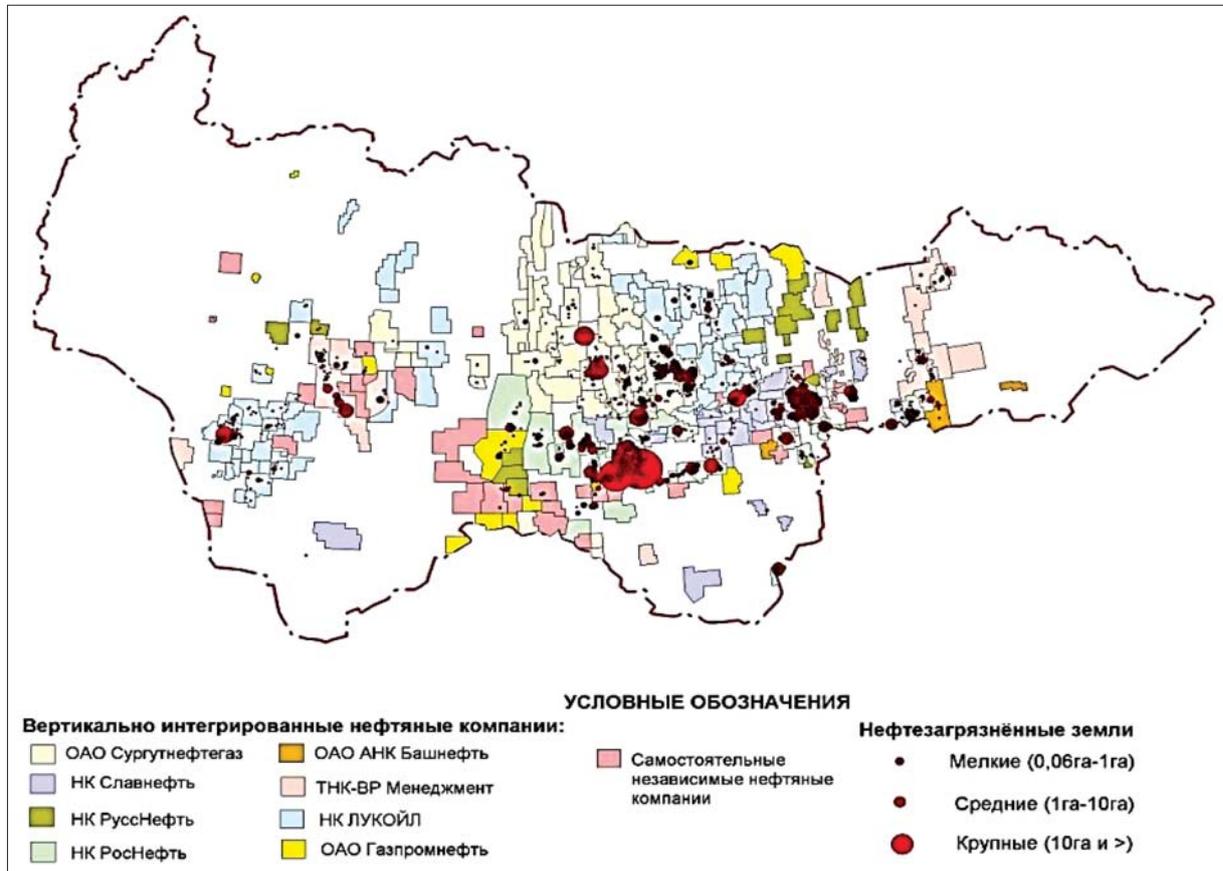


Рис. 5. Карта-схема нефтезагрязненных земель на территории распределенного фонда недр (по данным дешифрирования космических снимков).

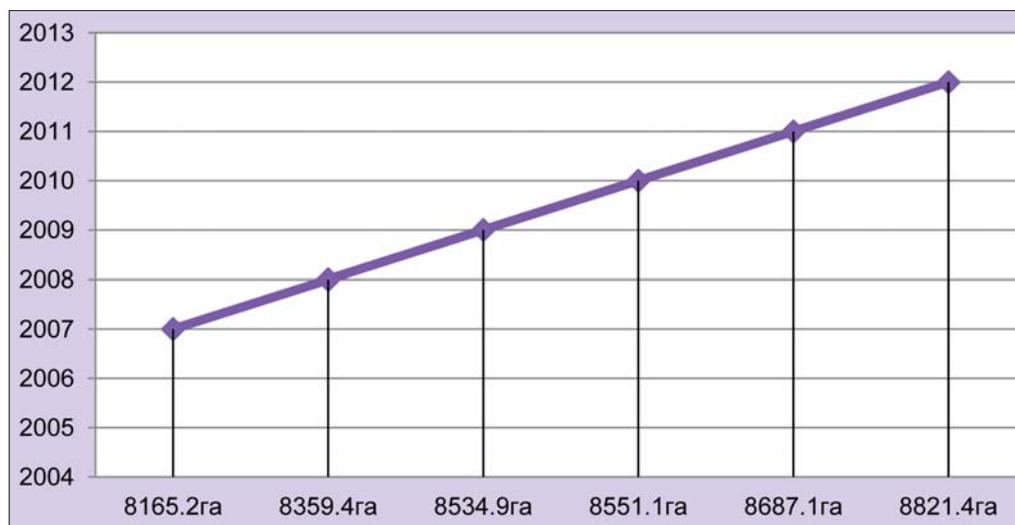


Рис. 6. Динамика выявленных нефтезагрязненных участков на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры за период 2007-2011 гг.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Параллельно с наблюдениями за загрязнениями земель углеводородами проводится мониторинг нарушенных земель в районах факельных установок, влияющих на состояние атмосферного воздуха. Являясь мощным источником тепла, факельные установки оказывают заметное воздействие на климат, способствуют проявлениям аномалий в метеорологическом режиме региона.

Первый шаг в новом направлении решения проблемы был сделан после принятия Правительством РФ Постановления № 7 от 8.01.2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». В этом Постановлении установлен целевой показатель сжигания ПНГ с 2012 года и на последующие годы в размере не более 5% от объема добытого попутного нефтя-

ного газа. Также предусматривается плата за сверхлимитное загрязнение окружающей природной среды и применяются дополнительные коэффициенты, стимулирующие использование компаниями средств измерения и учёта, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа.

Для дешифрирования мест сжигания газа применяются как визуальная обработка, так и полуавтоматическая технология. Значительно контрастнее выделить факелы позволяет подстройка гистограммы изображения в применяемом программном комплексе ENVI (рис. 7). Для этого снимки AVNIR-2 загружаются в варианте синтеза БИК-К-3 (ближний инфракрасный, красный, зелёный каналы).

Сотрудниками отделения также апробирована методика выявления, картографирования

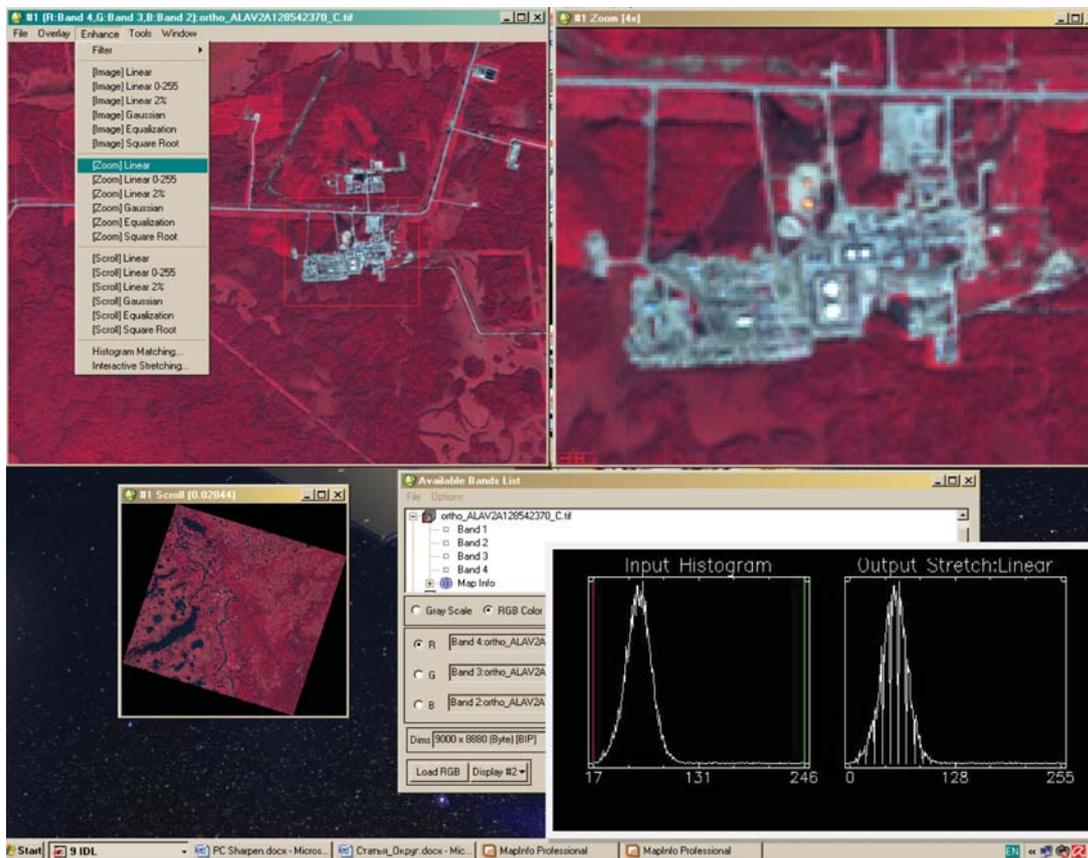


Рис. 7. Подстройка гистограммы снимка под факелы в ПК ENVI 4.6

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

и мониторинга мест сжигания попутного газа, базирующаяся на комплексном использовании космических снимков различного пространственного и временного разрешения. В частности, процедура Pan-sharpening (рис. 8, 9). Это увеличение пространственного разрешения изображения с более низкими значениями (как правило, в мультиспектральном диапазоне) путём использования изображения с более высоким пространственным разрешением (в панхроматическом диапазоне).

По данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана» на территории автономного округа зарегистрировано порядка 451 действующей факельной установки. В результате дешифрирования космических снимков выявлено свыше 577 гектаров нарушенных земель в местах сжигания ПНГ, из них наибольшие площади находятся в пределах Приобского, Сомотлор-

ского, Талинского, Фёдоровского, Лянторского лицензионных участков.

На стадии обустройства углеводородных месторождений активно происходит изъятие земельных ресурсов из регулярного землепользования. Перемещение огромных масс земельного грунта приводит к изменению ландшафтов в целом (уничтожение растительности, деградация почвенного покрова). Зачастую трансформация природных комплексов превышает площади земельных отводов, этот вывод подтверждают материалы дешифрирования нарушенных земель в местах добычи ОПИ.

По итогам сопоставления данных выданных лицензий на право пользования недрами для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых, предоставленных Департаментом недр за 2010–2011 гг., и материалов дистанционного зондирования

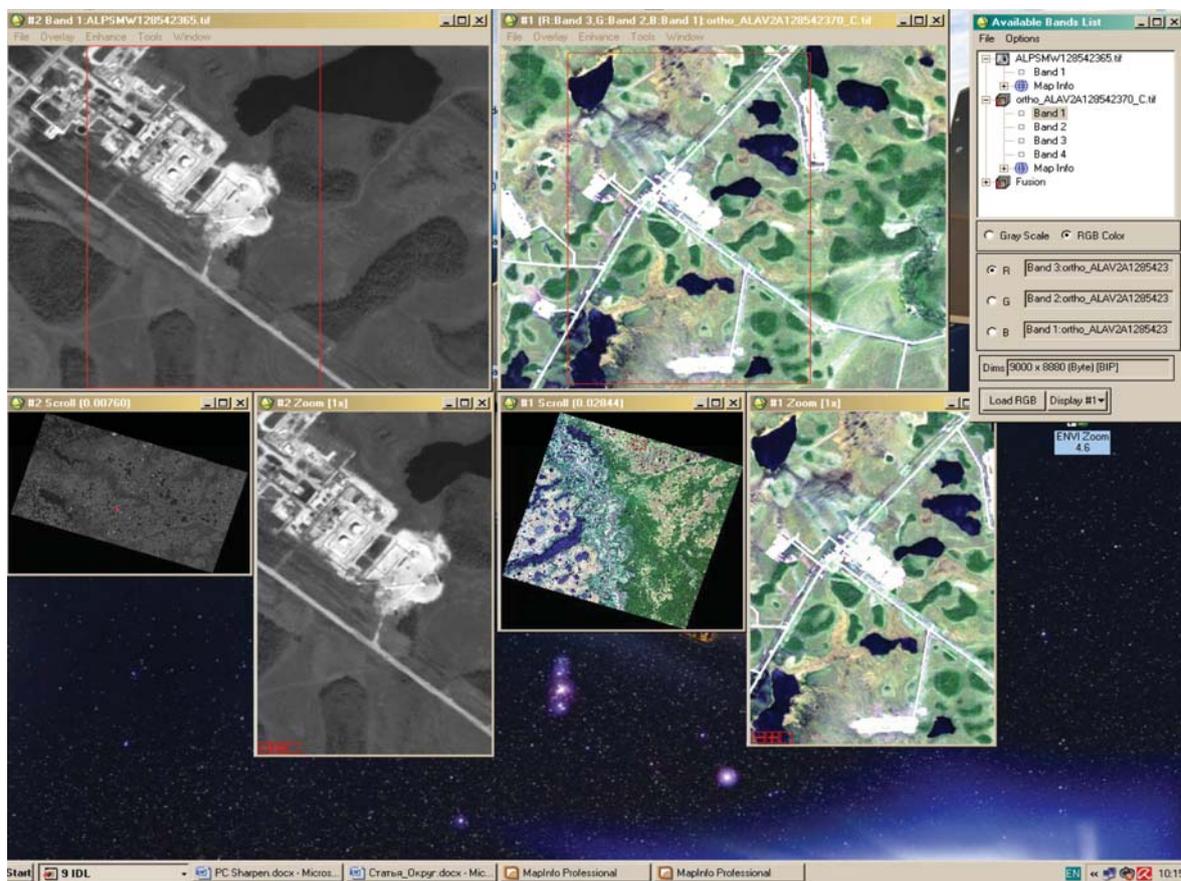


Рис. 8. Исходные снимки ALOS AVNIR-2 и ALOS PRISM для процедуры Pan-sharpening

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

зафиксированы незарегистрированные места фактической добычи и складирования (штабеля) полезного ископаемого в количестве 437 полигонов площадью 46,98 км², включая нарушенные земли (рис. 10, 11).

К данной категории нарушенных земель относятся земельные участки, занятые для размещения следующих объектов:

– при сухойойном способе – карьер, представляющий собой после выработки котлован с неровной поверхностью и наличием неглубокого водоема, образовавшегося на месте вынутаго песка в результате подтопления карьера грунтовыми водами;

– при гидронамывном способе – карьер, включающий в себя водоем, со дна которого изымается песок, и площадку, на которую этот песок складывается, а также для наиболее полной выработки запасов грунта в дальних точках карьера предусмотрен намыв технологической тропы по водоему или по суше;

– площадки для стоянки машин и механизмов, подъездные дороги к карьеру.

Основное количество и площади нарушенных земель расположены в Сургутском, Нижневартовском, Октябрьском, Ханты-Мансийском районах. В структуре компаний – недропользователей, зарегистрированных на территории округа, доминирующее число нарушенных земель выявлено в ОАО «Сургутнефтегаз» – 26,7%. Далее следуют ООО «Лукойл – Западная Сибирь» – 16,9% и ОАО НК «Роснефть» – 7,8% (рис. 12).

Также одним из важных направлений космического слежения в условиях техногенеза является экологический мониторинг земель лесного фонда. В течение всего периода наблюдений идет интенсивное сокращение лесных площадей и общего запаса насаждений. Снижению лесистости также способствуют лесные пожары (рис. 13).

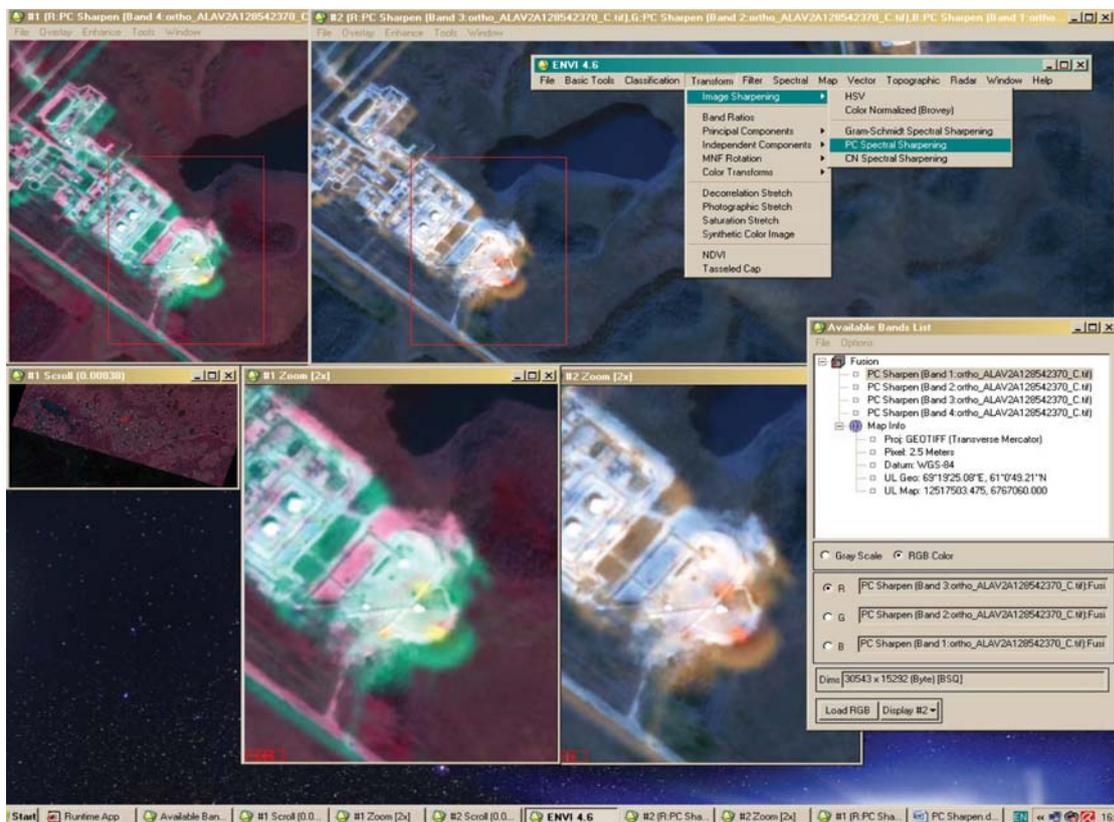


Рис. 9. Результаты проведённой процедуры Pan-sharpening

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

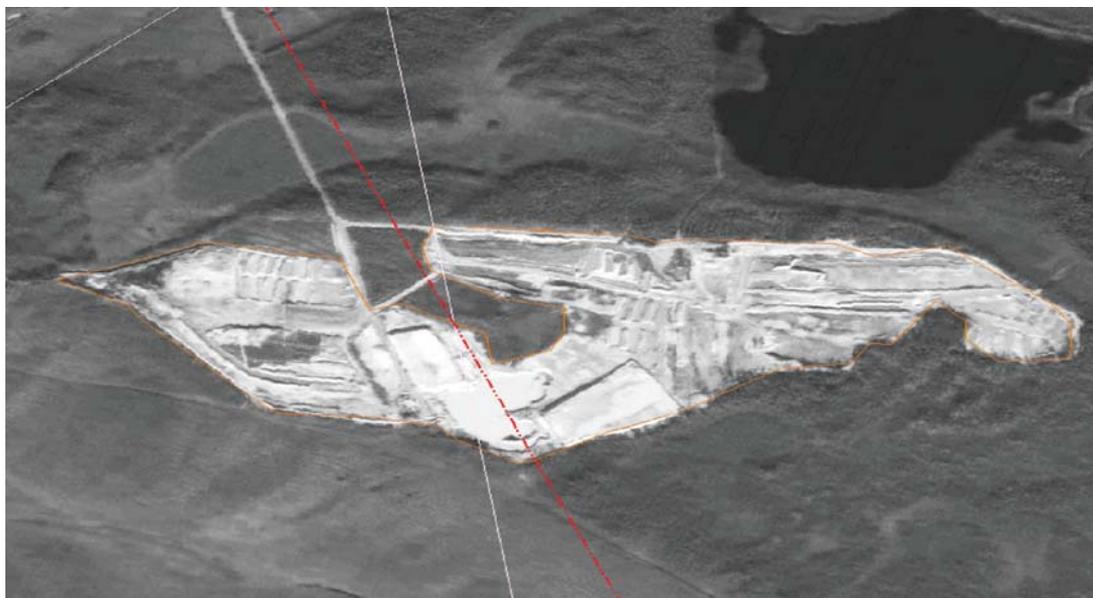


Рис. 10. Несоблюдение границ участка на Верхнесалымском ЛУ (розовая линия ограничивает западную часть участка), карьер нелегитимный



Рис. 11. Нарушенные земли (4 полигона) в местах добычи песка в районе промышленного объекта, близ г. Нягань (1 действующая лицензия на добычу недр)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

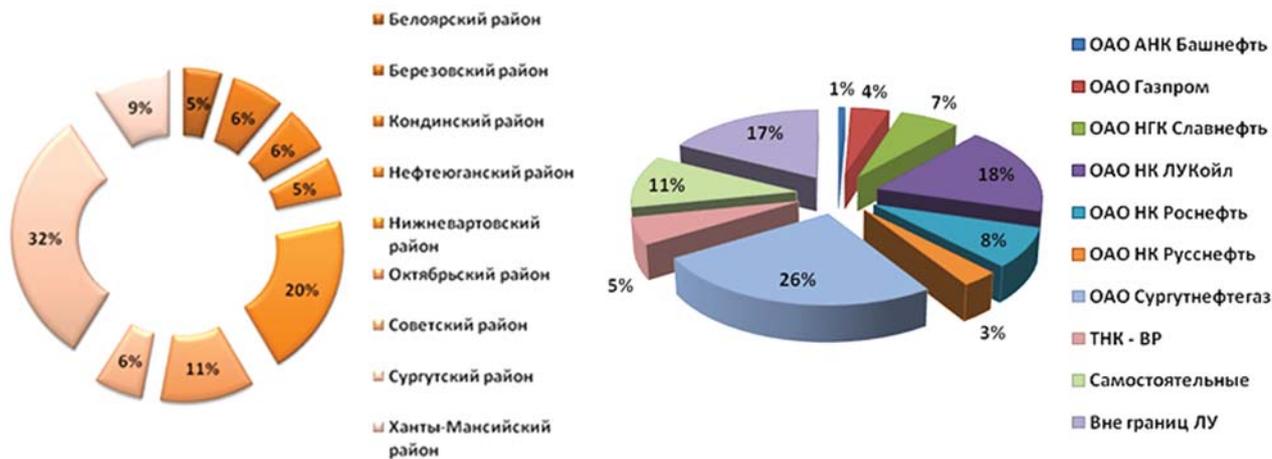


Рис. 12. Распределение нарушенных участков по районам и компаниям-недропользователям

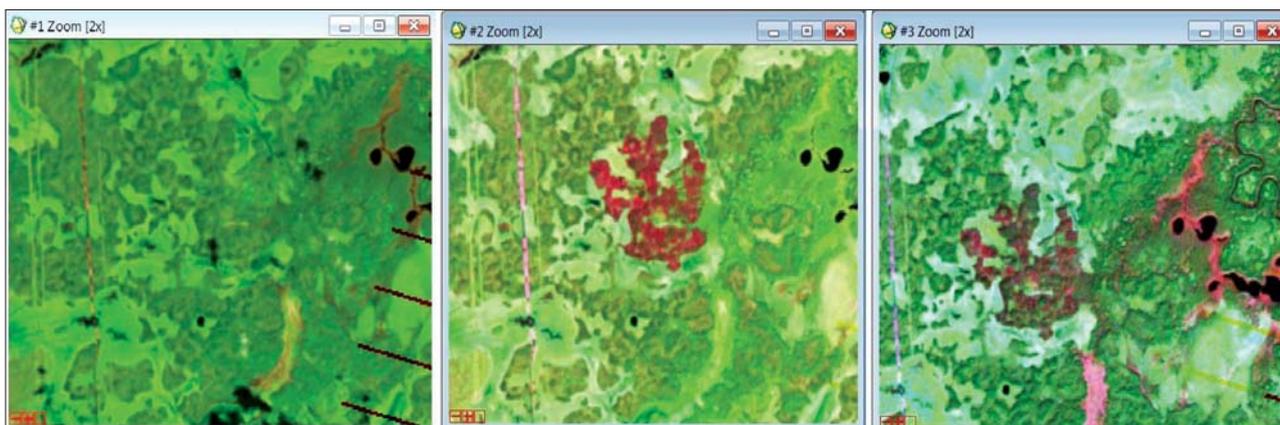


Рис. 13. Мониторинг пожаров, дата съемки 02.06.2012 г., 18.06.2012 г., 20.09.2012 г. (слева направо), спутник Landsat-5

Для анализа таежных ландшафтов специалисты по дешифрированию используют процедуру одновременного синтеза снимков – незаменимый источник объективной пространственно-временной информации при изучении изменений природных объектов. Для визуальной оценки изменений необходимо сопоставить снимки между собой. Для создания цветного одновременного изображения снимки необходимо взаимно трансформировать – привести к единой системе координат и к одинаковому пространственному разрешению. Используемое программное обеспечение

позволяет построить мультिवременные композиты. По результатам анализа композитов снимков определяется состояние рубок, фиксируется их площадь в пределах лесничеств (рис. 14).

Вырубки – не покрытые лесом земли; места, на которых лес сведен в результате проведения рубок леса, а его молодое поколение еще не сомкнулось кронами. В лесах Югры проводятся выборочные, постепенные и сплошные рубки. К системе выборочных рубок относятся рубки, при которых в насаждении периодически вырубается часть деревьев определен-

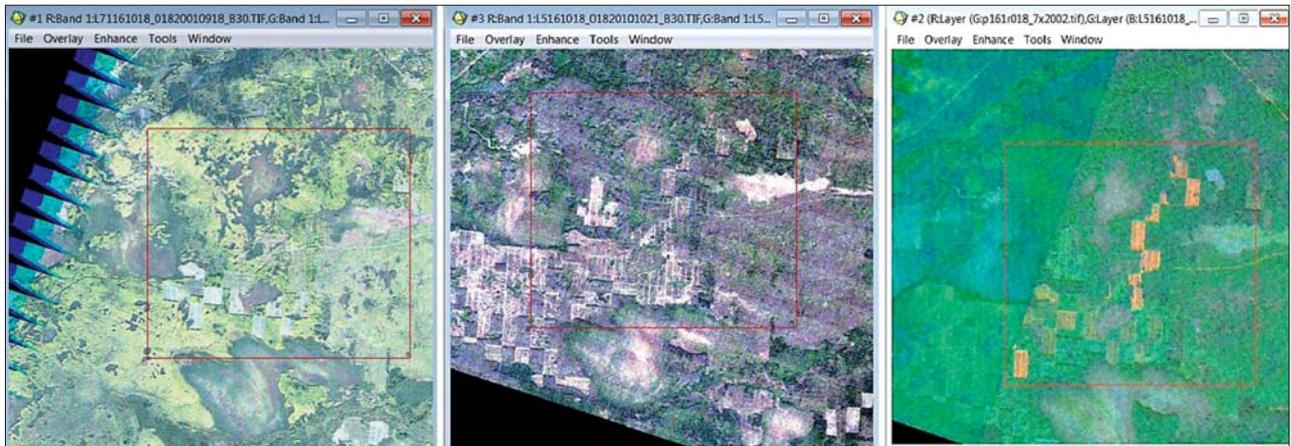


Рис. 14. Изменение ландшафта в период 2002–2010 гг. (слева направо),
оранжевым цветом отображены новые рубки

ного возраста, размера, качества и состояния. К постепенным рубкам относятся все виды рубок, при которых спелый древостой вырубается на лесосеке в несколько приемов в течение одного или двух классов возраста. К сплошным рубкам спелых, перестойных лесных насаждений относятся следующие рубки: с предварительным лесовосстановлением (появление нового молодого поколения леса под пологом существующего древостоя) и с последующим лесовосстановлением (образование нового поколения леса после рубки спелого древостоя) (рис. 15).

Высокое разрешение имеющихся снимков применимо к разделению рубок по типам. На территории округа векторизовано 8082 сплошных рубок площадью 239191,5 га, 1163 – выборочных площадью 19016,8 га и 8101 – лесовосстанавливающихся площадью 395981,2 га. Площадная доля всех рубок относительно площади округа составляет 1,19%.

Освоение лесных ресурсов распределяется между административными муниципальными районами неравномерно (рис. 16).

Дешифрирование данных дистанционного зондирования Земли позволяет выявлять и предотвращать нарушения лесного законодательства. Проводя технический мониторинг космических снимков с различной датой съемки, можно выявлять новые рубки и следить

за расширением старых рубок. Благодаря использованию новых технологий, появляется возможность изготовления лесных электронных карт как для равнинных труднодоступных участков, так и для горных территорий.

На протяжении всей деятельности лаборатории для проверки результатов дешифрирования данных ДЗЗ специалисты отделения совместно с представителями компаний-недропользователей и сотрудниками окружных природоохранных структур регулярно проводят полевые заверочные работы для сбора необходимой эталонной и контрольной информации по нарушенным землям всех категорий в пределах лицензионных участков.

Например, в 2010 году осуществлялась экспериментальная проверка на десяти лицензионных участках: Малобалыкский (ОАО НК «Роснефть»), Южно-Балыкский (ОАО НК «Роснефть»), Приобский Южный (ООО НК «Сибнефть-Югра»), Угутский (ОАО НК «Роснефть»), Каменный Восточный (ООО «Лукойл-Западная Сибирь»), Каменный Западный (ОАО «ТНК-Нягань»), Сайгатинский (ОАО «Сургутнефтегаз»), Западно-Сургутский (ОАО «Сургутнефтегаз»), Самотлорский (ОАО «Самотлорнефтегаз»), Советский (ОАО «Томскнефть ВНК»). Свыше 95% выявленных в лабораторных условиях нефтезагрязненных участков подтверждены в результате полевых заверок (рис. 17).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Рис. 15. Выборочные рубки (ALOS PRISM, 2009 г.) и сплошные рубки с участками лесовосстановления (LANDSAT-5, 2010 г.)

Логическим результатом всей предыдущей деятельности лаборатории ДЗЗ стала организация геоинформационного портала – универсального сетевого интерфейса для доступа к информации, производимой АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», в первую очередь ориентированного на использование специалистами и руководителями различных департаментов правительства ХМАО – Югры, а также другими пользователями (рис. 18).

Правовой основой геопортала является одно из направлений в этапах реализации Концепции создания и развития инфраструктуры пространственных данных (ИПД) РФ, одобренной распоряжением Правительства РФ от 21 августа 2006 г. № 1157-р.

Программное обеспечение осуществляется на платформе продуктов ArcGIS.

Таким образом, создание геопортала позволило решить задачу ведения единой автоматизированной системы с централизованным банком хранения данных, обеспечивающей создание, хранение и использование картографических и информационных ресурсов, созданных на основе материалов дистанционного зондирования Земли, а также текстовых данных.

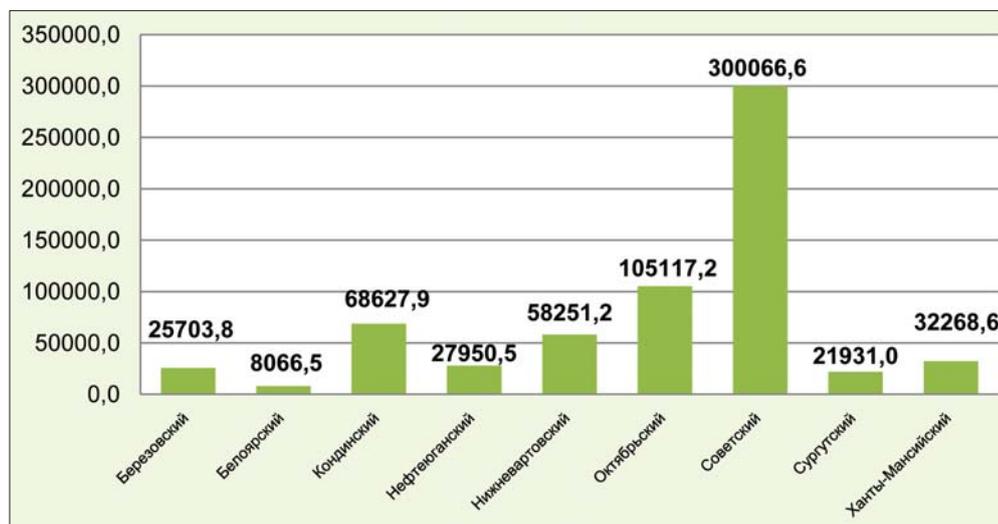


Рис. 16. Площади рубок в муниципальных районах ХМАО-Югры (га)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Рис. 17. Нефтезагрязнённые участки возле скв. 16, 120, дешифрованные по космическим снимкам «RapidEye» (дата съёмки 2010 г.) на территории Каменного Западного ЛУ (красный флажок – данные по загрязнению ОАО «ТНК-Нягань»)

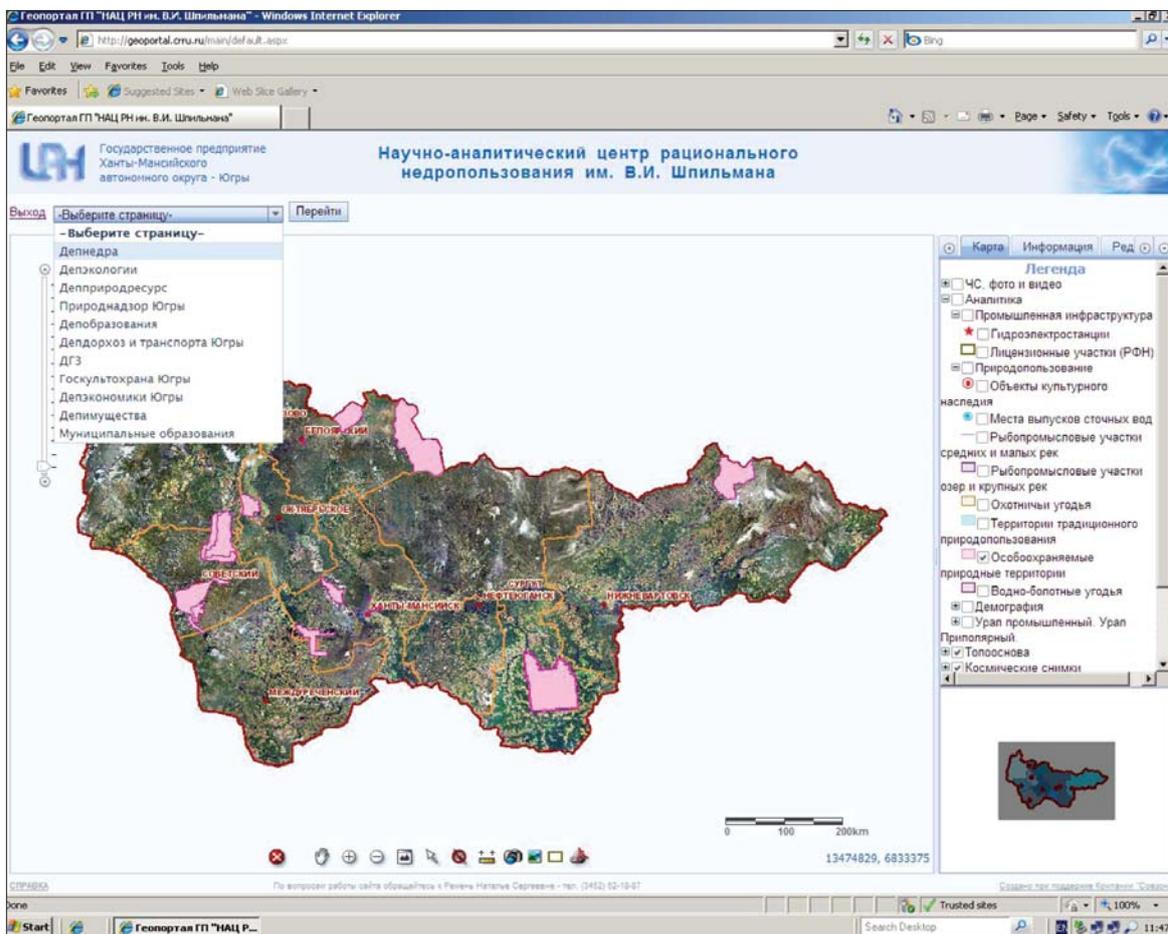


Рис. 18. Геопортал ХМАО – Югры (<http://geoportal.crru.ru/>, <http://geoportal.naurn.pф/>)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Ю₁¹⁶ СТАВРОПОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Ансимова, Т.Д. Федорова (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

В результате выполнения работ по теме: «Переоценка категорий запасов углеводородного сырья месторождений нераспределенного фонда недр ХМАО в соответствии с новой классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» по договору с ФГУП «ВНИГРИ» на 2010 г. в лаборатории оперативного подсчета запасов Центра по 45 месторождениям пересчитаны запасы в соответствии с требованиями новой классификации.

В связи с тем, что информация по многим месторождениям нераспределенного фонда недр в течение длительного времени не рассматривалась, выполнен полный пересчет запасов с комплексной переработкой всего объема информации по 7 месторождениям, в том числе Ставропольскому.

Ставропольское месторождение нефти открыто поисковой скважиной 26, пробуренной и испытанной в 1990 году.

Территория Ставропольского месторождения изучалась как продолжение южной периклинали Айтульского вала и Новомолодежного поднятия. Сейсмическими работами МОВ ОГТ сп 7/83-84 изучено геологическое строение юго-западного склона Айтульского вала. В результате тематических работ была выявлена Ставропольская литологическая ловушка, которая располагается на юго-восточном периклинальном окончании Айтульского вала. Поисковое бурение в пределах литологической ловушки, начатое в 1990 году скважиной 26, ознаменовалось открытием залежи в пласте Ю₁¹⁶. С целью прослеживания залежи были пробурены скв. 48 и 51, в которых при испытании получены отрицательные результаты.

По Ставропольскому месторождению последний оперативный подсчет запасов нефти по пласту Ю₁¹⁶ проводился в 1994 году, запасы утверждены ЦКЗ МПР РФ, учтены Государственным балансом и с тех пор не корректировались. При подсчете запасов в 1994 году залежь пласта Ю₁¹⁶ была вскрыта тремя скважинами – 26, 48 и 51 на а.о.-2523-2595 м. При опробовании в скв.26 интервала а.о.-2520.9-2524.9 м получен приток нефти дебитом 8.9 м³/сут при депрессии 7.88 МПа. Нефтенасыщенная толщина в скв.26 составляет 2.2 м.

В скважинах 48 и 51, продуктивных по заключению ГИС, при испытании в открытом стволе совместно с пластами Ю₁^{1А} и Ю₁² притока не получено. Скважины остались недоосвоенными. Нефтенасыщенная толщина коллектора в этих скважинах изменяется от 0.6 м до 1.2 м.

Залежь литологически и тектонически экранированная. ВНК в залежи принимается на а.о.-2596 м по подошве продуктивного пласта в скв.48 (модель 1994 г.).

Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 25×5 км, высота более 70 м (рис. 1).

После 1994 года на территории месторождения ОАО «Тюменнефтегеофизика» проведены сейсморазведочные работы Ставропольской сп 19/1997-98 и сп 19/1998-1999. По материалам этих работ пробурены четыре скважины: 750, 751, 754 и 755, результаты которых существенно изменили представления о геологическом строении литологической ловушки и приуроченной к ней залежи (рис. 2).

При изучении геолого-геофизических материалов, корреляции разрезов скважин, построении структурных карт и создании новой модели строения залежи пласта Ю₁¹⁶ были использова-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

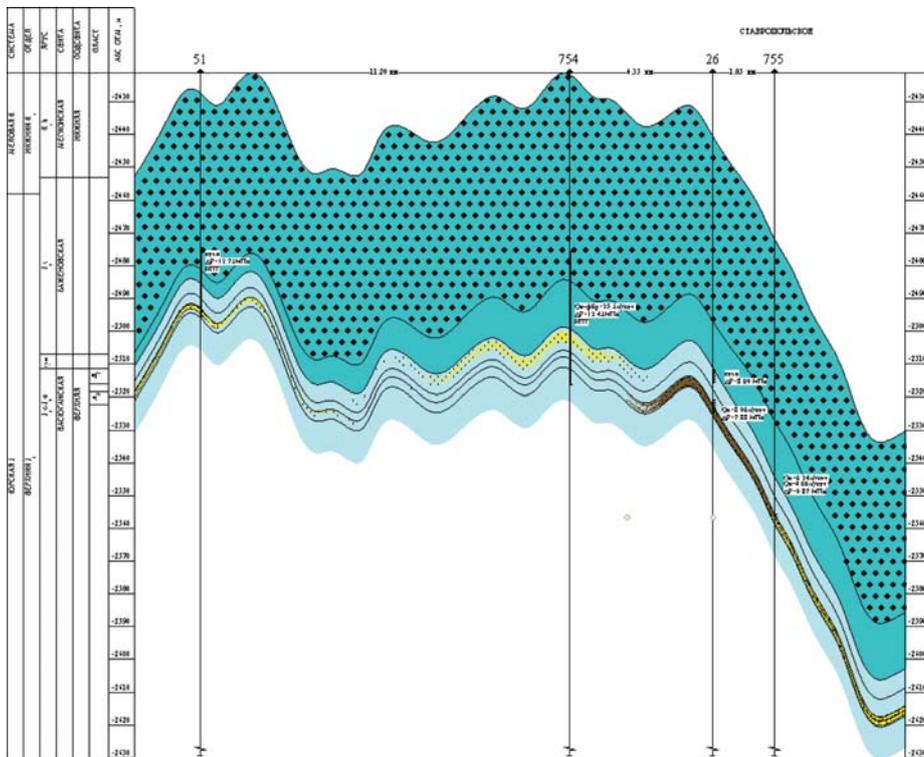


Рис. 3. Геологический разрез по линии скважин 51-754-26-755

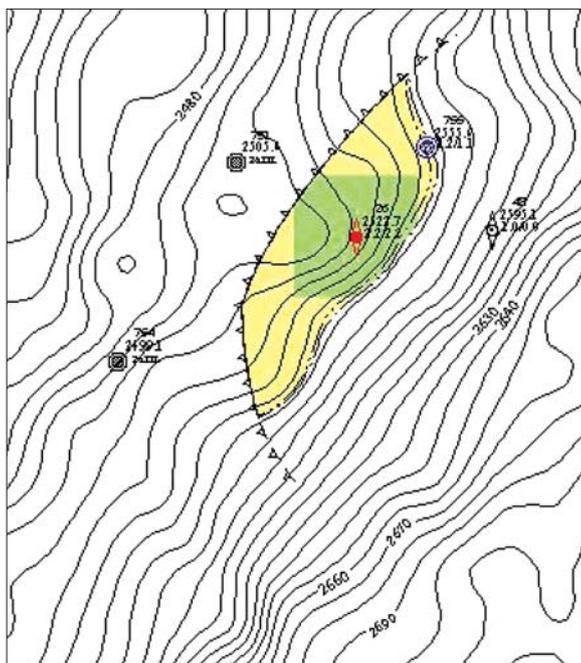


Рис. 4. Подсчетный план по залежи пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения (подсчет запасов 2010 г.)

пористости составило 17.48% (16 определений), проницаемости – 6.81 мД (8 определений), остаточной водонасыщенности – 40.36% (8 определений).

Из общей толщины пласта в скв.26 вынесено 12.7 м керна, из нефтенасыщенной части – 2.2 м.

По керну пласт Ю₁¹⁶ представлен песчаниками серыми, крупнозернистыми, слабосцементированными, с тонкими прослойками углистого детрита.

В ходе выполнения работы проанализировано состояние изученности по Ставропольскому месторождению и в связи с

тем, что геолого-геофизическая информация не пересматривалась много лет, возникла необходимость переработки всего имеющегося фактического материала. В итоге выполнена детальная корреляция разрезов скважин, уточнена модель строения залежи пласта Ю₁¹⁶ с использованием данных сейсмических работ и пробуренных скважин на площади после 1994 года, перестроены структурные карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, обоснованы подсчетные параметры, ВНК, выполнен пересчет и переоценка категорий геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа. В результате этих работ запасы по категории С₁ уменьшились на 47.7%, по категории С₂ на 95.4%, ввиду существенного уменьшения площади нефтеносности по категории С₁ на 24.9%, по категории С₂ на 95.9%.

Уточненный оперативный подсчет запасов продуктивного пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения (подсчет запасов 2010 г.) можно представлять на рассмотрение ФГУ «ГКЗ» Федерального агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов и экологии РФ.

ПРОВЕРКА КОСМОФОТОРЕКОМЕНДАЦИЙ 1991 ГОДА В ШАИМСКОМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ РАЙОНЕ

Я.Р. Бертрам, А.Л. Клопов, М.В. Ларина (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»)

Одной из задач выполняемой в начале 90-х годов региональной научной российской Программы «ПОИСК» являлось обнаружение в Западной Сибири рядом со «старыми» месторождениями новых промышленных скоплений УВ-сырья. Возможность ее экспрессного решения на начальном поисковом этапе руководитель-координатор Программы академик А.А. Трофимук видел в дистанционном (космодешифрирование) способе. Первоочередным районом применения способа космодешифрирования он предложил Шаимский.

Академик еще в 1960 году считал этот район весьма перспективным. Через два дня после испытания исторической скважины (пробуренной возле устья р. Мулымья – правого притока Конды) он заявил: *«Значение Шаимского месторождения, особенно сейчас, после успешного испытания скважины № 6, трудно переоценить. Прежде всего, это первая большая нефть Сибири, имеющая бесспорный промышленный потенциал. По имеющимся теперь данным, можно сказать, что Конда в самом недалеком будущем станет крупным нефтепромыслом страны»* [Нефть и газ Тюмени в документах. Свердловск, 1971, с.191].

Шаимский район космодешифрированно закартирован в 1991 году при выполнении работ: «Составление космодешифрированных карт масштабов 1:200000-1:1000 000 в центральной части Западно-Сибирской провинции» (отчет по договору 269/109 с НПП «Сибгео», авт. А.Л. Клопов, Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1991, фонды «Сибгео», ВГФ, с.75-78, граф. прил. 4). По результатам исследований по этому договору составлена и официально принята в Программу «ПОИСК» рекомендация 109-06: «Предложения

по проверке нефтеперспективных космодешифрированных аномалий в Шаимском районе» (карта, пояснительная записка).

Район расположен на Кондинском левобережье в бассейне рек Мулымья и Бол. Тап (рис. 2). Его площадь около 14 тыс. км². В 1960 году здесь было открыто первое в Западной Сибири месторождение нефти; на следующий год – Мортумья-Тетеревское, затем – Убинское. С 1964 года началась промышленная эксплуатация нефтяных залежей. Этот «старый», достаточно хорошо изученный сейсмодешифрированием и глубоким бурением нефтедобывающий район послужил полигоном проверки надежности космодешифрирования нефтепрогноза.

Для такой обширной территории за короткий срок, установленный руководителями Программы «ПОИСК», оказалось возможным только экспрессное нефтепрогнозное дешифрирование, когда выявлялись нефтеперспективные космодешифрированные аномалии (КФА). Изучались черно-белые космические снимки (КС), полученные летом высокоорбитальными спутниками «Метеор», «ERTS» (рис. 1). Снимки, хотя и мелкомасштабные, но имеют разрешающую способность, достаточную для картирования на региональном масштабном уровне.

По результатам их космодешифрирования составлена карта перспективных КФА. Затем на нее была нанесена геолого-геофизическая информация по состоянию на 1990 год. Оказалось, что в районе, кроме трех отмеченных выше месторождений, открыты еще пятнадцать: Потанайское (1965 г.), Филипповское (1967 г.), Картопынское (1968 г.) и др. Семнадцать разведанных и разрабатываемых здесь нефтяных месторождений попали в контуры

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

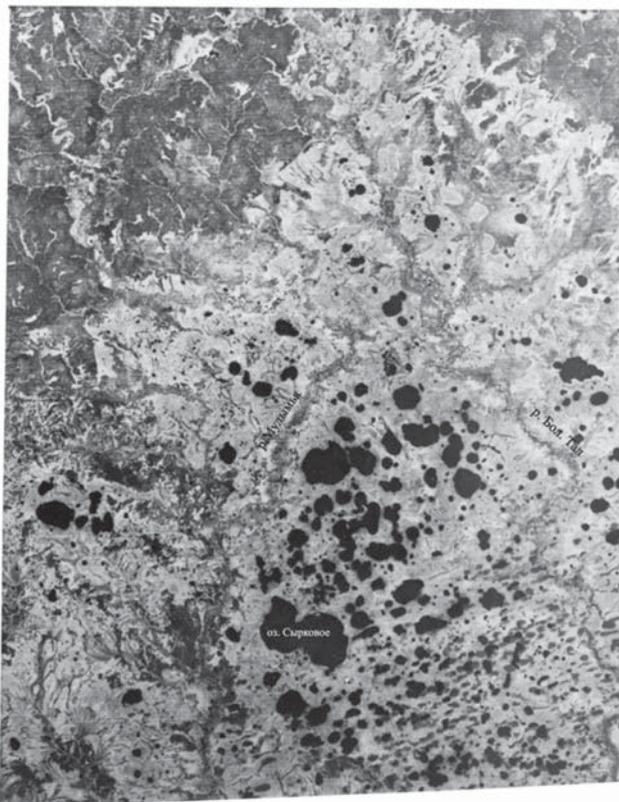


Рис. 1. Космическое фотоизображение южной части Шаимского нефтегазоносного района

КФА (только Малопотанайское в них не попало), интерпретируемых как интегральное отображение продуктивных земель: большинство «пустых», непродуктивных скважин оказалось вне таких аномалий. Это позволило считать составленную карту «Картой прогнозируемого (по космофотоаномалиям) распространения нефтеносных земель в южной части Шаимского района, масштаб 1:200000».

При ее изучении сделан вывод: Потенциал нефтегазоносности этого «старого» добывающего района далеко не исчерпан. Здесь ожидается открытие не одного промышленного скопления УВ с размерами не менее Узбекского месторождения, причем на площадях, в большинстве случаев примыкающих к зонам нефтеэксплуатации. Такие, перспективные по дистанционной оценке, площади и участки рекомендуются для детального геолого-геофизического изучения [реком. 109-06].

Семь таких космофоторекомендаций (четыре участка и три площади с неустановленной нефтеносностью) вынесены на рассматриваемую карту в виде контуров объектов с указанием их площади (км²), очередности, масштаба и методов детализации. На каждом рекомендованном объекте прогнозировалось открытие промышленного скопления нефти.

Для проверки космофоторекомендаций 1991 года мы привлекли имеющиеся в АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» «открытые» материалы по состоянию на 01.01.2012 года: месторождения, результаты глубокого бурения. Границы рекомендованных объектов были расширены с тем, чтобы «захватить» фланги месторождений, открытых до космодешифрирования. Начали проверку с так называемых участков – объектов первой очереди геолого-геофизической детализации (красные на рис. 2).

«На северо-западе Шаимского района между Сыморьяхским, Филипповским и Северо-Даниловским (за границей района) месторождениями закартирована крупная (более 350 км²) космофотоперспективная площадь (с цифрой 1 на рассматриваемой карте). Она отнесена к группе первоочередного изучения, которое предлагается начать с Тульяхской, а затем Вишьенской положительных сейсмоструктур. Здесь наиболее обширна территория (около 200 км²) перспективных КФА». Этот участок мы разделили на две части (а, б).

Иа – Тульяхский участок (с красной редкой штриховкой на рис. 2) расположен в бассейне верхнего течения р. Супра в непосредственной близости с Лазаревским (открытым в 1984 году) и Сыморьяхским (1988 г.) месторождениями. Его площадь в рекомендованных границах (167 км²) до 1991 года не была опоискована глубоким бурением. Площадь проверки много выше – 419 км² – здесь были известны 4 продуктивные скважины.

За прошедшие 20 лет на проверяемом участке пробурено девять «новых» продуктивных скважин; все они оказались в контурах нефтеперспективных космофотоземель. Значительное расширение (на 36 км²) площади промышленной нефтеносности также пришлось на эти земли.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В рекомендованные границы участка попали только две «экзаменуемые» скважины, открывшие новую залежь (11 км²) Сыморьяхского месторождения.

Иб – Малошуминский участок – наиболее значимая часть первого из четырех участков, рекомендованных для первоочередного нефтепоиска. Он выделен на территории между двумя «старыми» месторождениями. В его рекомендованных границах (синих на рис. 3) до космодешифрирования были две скважины глубокого бурения, да и те с отрицательным

результатом нефтепоиска (№ 10095, 10187 на левой части рис. 2).

В результате нашей проверки выяснилось, что к 2012 году на участке, в рекомендованном контуре (221 км²) и на прилегающих к нему землях (276 км²), пробурено 38 продуктивных скважин, открывших шесть промышленных скоплений нефти. В контурах космофоторекомендации оказались Северо-Шуминское (1992 г.) и Малошуминское (1999 г.) месторождения, 3 залежи, 13 продуктивных скважин и 94 км² новых «нефтяных» земель. На терри-

тории проверки более чем в два раза расширено поле «старого» Сыморьяхского месторождения (красный номер 3 на рис. 3), открыто Южно-Шуминское промышленное скопление нефти и увеличен южный фланг Шуминского (за счет залежи 4); размеры приращенных земель промышленной нефтеносности (200 км²) почтикратно выше отмеченного Узбекского месторождения (площадь 27 км²).

Скважины – открывательницы промышленных скоплений нефти попали в нефтеперспективные КФА. Только скважина 10188 оказалась в космофотоаномалиях, интерпретируемых неуверенно (с зеленой закраской на рис. 3).

На северо-востоке Шаимского района расположен участок II проверки космофоторекомендаций 1991 года (см. красную редкую штриховку на рис. 2). «Восточнее Потанайского месторождения выявлена вторая крупная (250 км²) площадь для детального изучения первой очереди (с цифрой II на карте). Здесь отдешифрирована меридионально ориентированная полоса (протяженностью более 30 км при ширине не менее 2,5 км) перспективных,

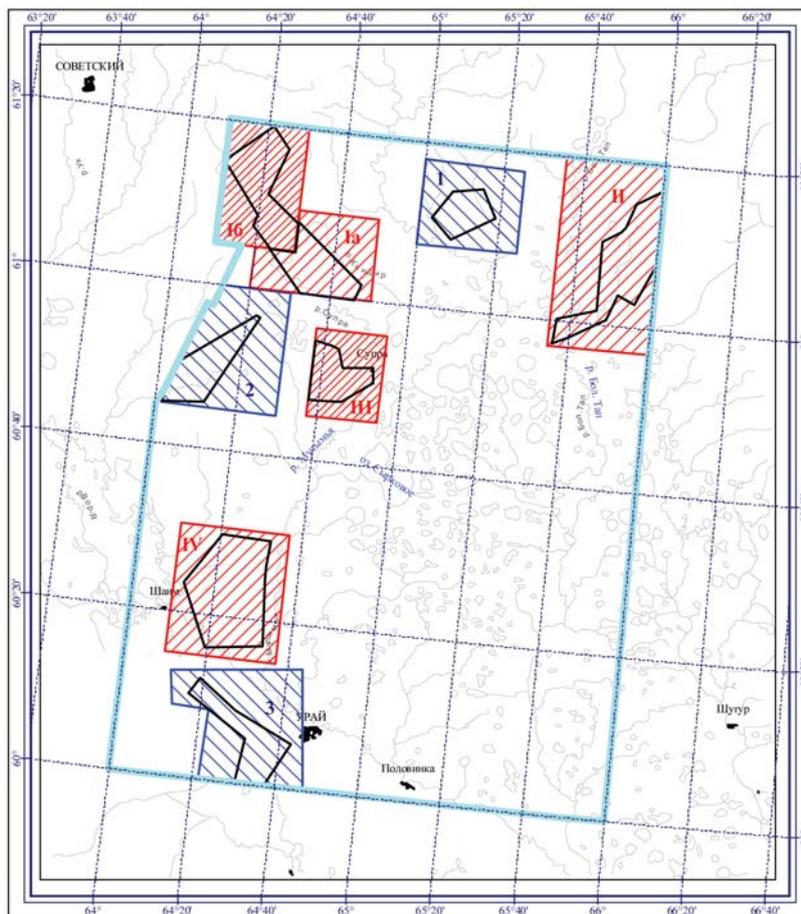


Рис. 2. Шаимский район регионального космофотонефтепрогнозирования 1991 года. Участки и площади проверки временем. Участки: Ia – Тульяхский, Ib – Малошуминский, II – Корсунско-Потанайский, III – Мансингьянский, IV – Окуневский. Площади: 1 – Южно-Ловинская, 2 – Восточно-Даниловская, 3 – Южно-Трехозерная. Черным выделены рекомендованные границы геолого-геофизической детализации

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

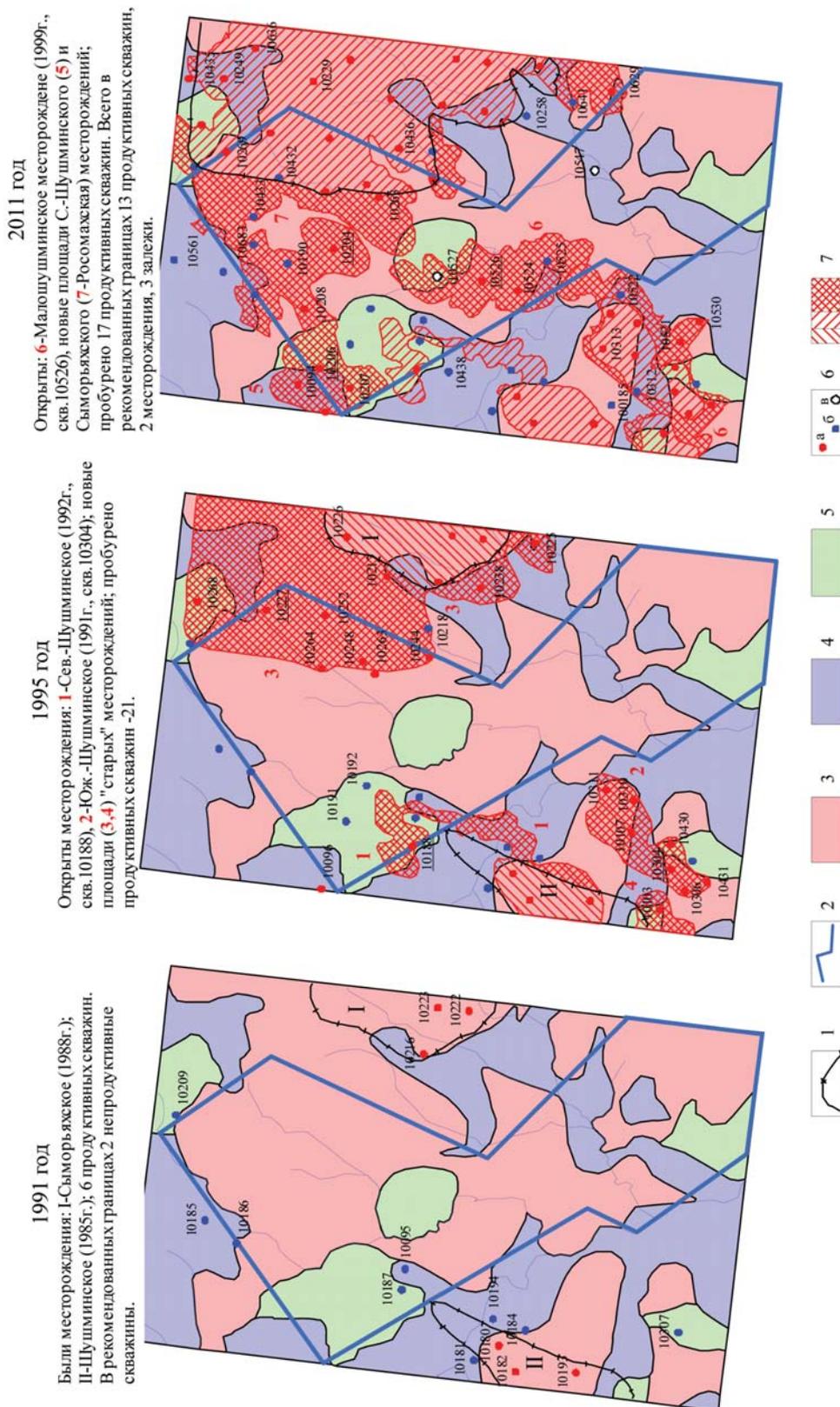


Рис. 3. Проверка временем регионального космофотонепфтепрогнозирования Шамского нефтедобывающего района (участок Iб — Малолушминский). 1 — «Старые» месторождения. 2 — Рекомендованный (1991г.) автором прогноза участок нефтепоисковых работ. 3-5 — Космофотоземли: нефтеперспективные (3), бесперспективные (4), с неясной перспективностью (5). 6 — Скважины: продуктивные (а), непродуктивные (б), малодобитые (в). 7 — «Новые» месторождения и залежи

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

отождествляемых с нефтеносными землями, космофотоаномалий. Проверить ее можно с изучения Корсунской сейсмоструктуры» **Корсунско-Потанайский участок** проверен продуктивным бурением в гораздо меньшей мере, чем предыдущий, что вполне объяснимо. В пределах рекомендованных его границ до космодешифрирования было пробурено 11 скважин; среди них ни одной с промышленными притоками нефти.

Видимо, из-за отрицательного результата нефтепоиска данная площадь в дальнейшем почти не разведывалась. По состоянию на 01.01.2012 года здесь пробурены всего лишь две скважины (№ 213, 502), да и те отнесены к группе с неясными результатами испытаний. Площадь проверки временем составила 961 км². На ней пробурено 16 «экзаменующих» скважин; 7 из них не подтвердили дистанционный прогноз 1991 года – попали на земли, прогнозируемые «пустыми» за рекомендованными границами участка.

В 2003 году, по результатам геологоразведочных работ прошлых лет, в рекомендованном контуре (площадью 275 км²) открыто два небольших месторождения: Северо-Корсунское (скв.52) и Южно-Оханское (скв.31); скважиной 91 выявлена залежь нефти; общая площадь «новых» земель с промышленной нефтеносностью составила 17 км². Все открытия оказались в перспективных космофотоземлях, подтвердив тем самым нефтепрогноз, выполненный по КС в 1991 году. На площади проверки выявлено 58 км² «новой» нефтеносности.

Между Филипповским и Убинским месторождениями, открытыми соответственно в 1967 и 1964 годах, расположен **участок III** (см. рис. 2). «От Убинского месторождения в северо-западном направлении на расстояние 15 км закартированы перспективные КФА в виде полосы шириной не менее 5 км. Это участок (170 км²) второй очереди детализации». Назван нами как **Мансингъянский**, по известной здесь сейсмоструктуре. В рекомендованных границах площади 123 км² была только одна («пустая») поисковая скважина (№10072 на рис. 4).

Через два года в этом контуре скв.10600 открыто нефтяное месторождение, разведанное затем 14 скважинами. Мансингъянское открытие по своим размерам (около 45 км²) в 1.8 раза превысило Узбекское. Кроме того, к 1995 году на участке проверки на соседних перспективных космофотоземлях открыты новые поля «старых» промышленных скоплений нефти. Все продуктивные скважины (11 шт.) подтвердили дистанционный нефтепрогноз (см. правую верхнюю часть рис. 4).

В 1998 году выяснилось, что в рекомендованных контурах участка открыто еще одно месторождение (Южно-Мансингъянское, скв.10608), большая часть которого попала на перспективные, по космодешифрированию 1991 года, земли (см. третью часть рис. 4). Из пяти «экзаменующих» скважин только две (№10066, 10609) не подтвердили космофото-нефтепрогноз.

Всего на Мансингъянском участке с площадью проверки 314 км² выявлено 74 км² «новой» нефтеносности, открыты два сравнительно (с Узбекским) крупных месторождения, подтвердивших дистанционный прогноз. Скважина 10472, пробуренная на новой площади Южно-Мансингъянского скопления нефти, этот прогноз не подтвердила. В остальных 16 пунктах проверки только в трех (скв. 10066, 10468, 10478) получена оценка «нет» (неподтверждение). На рекомендованной площади (синие границы на рис.) открыто 47 км² земель с промышленной нефтеносностью (ожидались – 27 км²).

Участок IV – Окуневский назван по сейсмоструктуре, выявленной на юге-западе района.

«Окуневская структура рассматривается в числе перспективных площадей, несмотря на то, что в присводовой ее части пробурены 4 оказавшиеся нерезультативными скважины (скв.49, 50,51,0364). Космофотоаномалии соединяют ее и Мортымья-Тетеревское месторождение в единое поле (см. площадь IV на граф. прил). Космофотонеперспективные земли занимают здесь не менее 200 км². Это первоочередной объект детального изучения (на площади около 350 км²)».

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

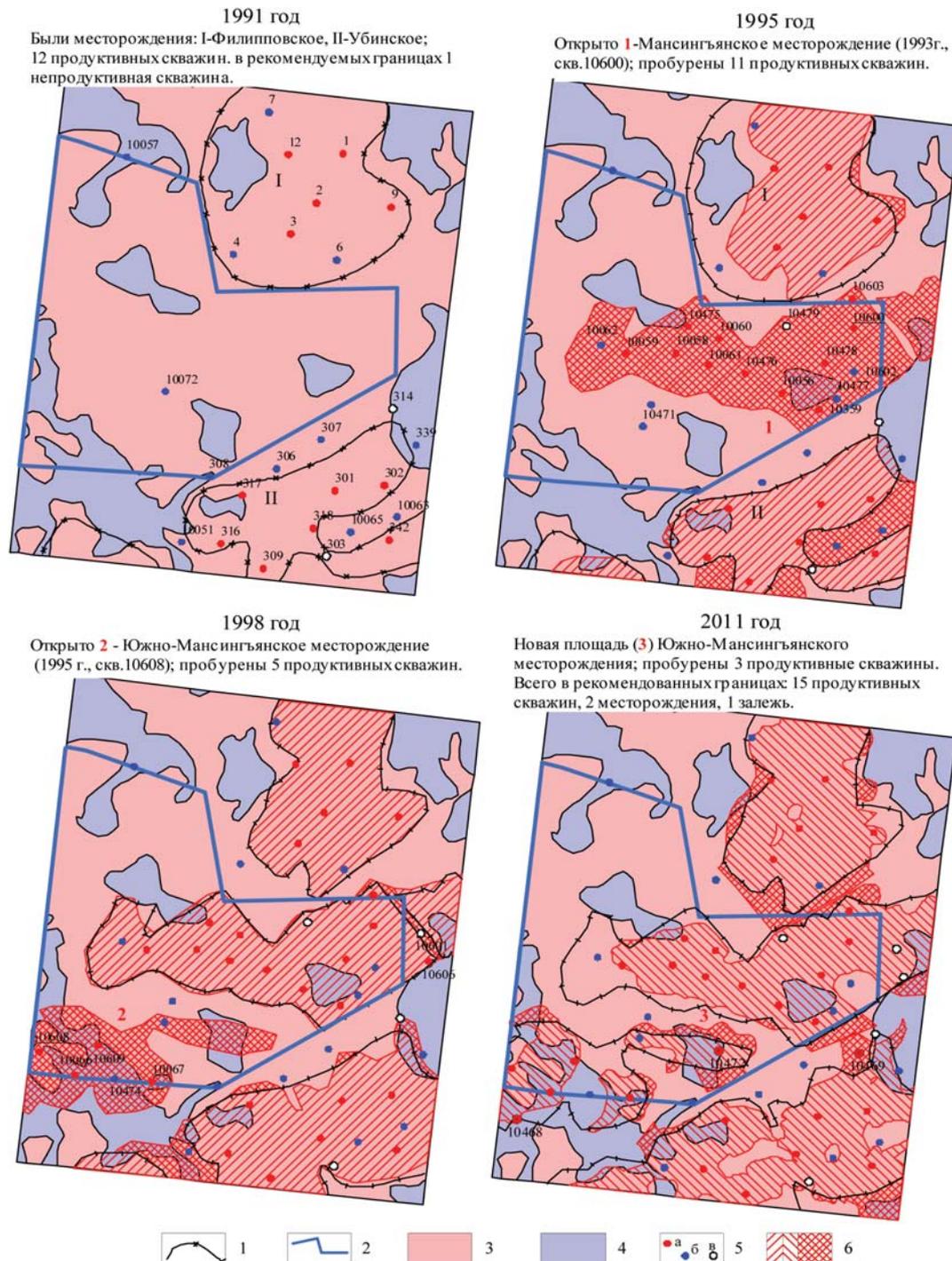


Рис. 4. Проверка временем регионального космофотонефтепрогнозирования Шаимского нефтедобывающего района (участок III – Мансингьянский). 1 – «Старые» месторождения. 2 – Рекомендованный (1991г.) автором прогноза участок нефтепоисковых работ. 3-4 – Космофотоземли: нефтеперспективные (3), бесперспективные (4). 5 – Скважины: продуктивные (а), непродуктивные (б), малодобитные (в). 6 – «Новые» месторождения и залежь

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Участок (с красной редкой штриховкой на рис. 2) расположен в непосредственной близости к месторождениям: отмеченному (открытому в 1961 году), Трехозерному (Шаимскому, 1960 г.), Узбекскому (1988 г.). На площади проверки (720 км²) до 1991 года было пробурено 50 скважин, 30 из них – «пустые» (непродуктивные) и лишь 17 – продуктивные. Обучающая нефтепрогнозная космодешифрированная в рекомендованном контуре информация оказалась с отрицательным знаком: семь скважин из девяти непродуктивных попали на перспективные космофотоземли.

В 1995 году на крайнем юго-востоке участка, предлагаемого для первоочередного изучения, открыто небольшое (8 км²) Мало-мортымьинское месторождение. Скважина – открывательница (№ 104916) подтвердила космофотонепрогноз. Четыре другие скважины, оказавшиеся непродуктивными, пробурены в тех же перспективных космофотоземлях рекомендованного контура (площадью 374 км²). За этим контуром 4 продуктивные скважины выявили 11 км² «новой» нефтеносности.

Таким образом, первоочередные космофоторекомендации 1991 года успешно выдержали испытания временем. На четырех участках, рекомендованных для первоочередного изучения, бурением 34 скважин открыто семь месторождений и 6 залежей с общей площадью 177 км² (ожидалось 108 км² – четыре Узбекских месторождения).

Кроме участков в рассматриваемом документе отмечены три так называемые площади – перспективные объекты второй очереди детального геолого-геофизического изучения (синие на рис. 2).

Первая из них – **Южно-Ловинская площадь** расположена на севере Шаимского района. «Ловинское месторождение по результатам детализации второй очереди участка 1 (площадью 120 км²) может быть увеличено не менее чем на 75 км² за счет юго-восточного, в сторону Картопьянского месторождения, фланга». В пределах ее рекомендованных границ не было ни одной поисковой скважины.

Для проверки временем мы расширили ее границы до 425 км² с тем, чтобы захватить фланги «старых» месторождений: Картопьянского, Ловинского и Пайтыхского.

В этих границах до 1991 года было пробурено 15 поисковых и разведочных скважин, и только 4 из них оказались продуктивными (рис. 5).

По состоянию на 01.01.2012 года на этой (расширенной) площади пробурено 18 «новых» скважин, в т.ч. 9 продуктивных. Почти в два раза увеличилась территория промышленной нефтеносности (172 км²) в основном за счет открытия Малокартопьянского (2003 г., скв.10653) и Амыньинского (2005 г., скв.10688) месторождений и двух новых залежей нефти (см. знак 7 на рис. 5).

На рекомендованном объекте площадью 99 км² после 1991 года пробурены четыре продуктивные скважины; три из них, в т.ч. скважина – открывательница, оказались в нефтеперспективных космофотоземлях, четвертая (скв.10279) – в «не ясных». Открытая нефтеносная площадь составила 33 км².

Считаем, что и на Южно-Ловинской площади подтверждена региональная космофоторекомендация.

На западе Шаимского района выделена **вторая** перспективная площадь (см. синюю редкую штриховку на рис. 2). «К востоку от Даниловского промышленного скопления УВ (в 8 км на юго-восток от скв.66) располагается узкая (2-9 км шириной) извилистая протяженностью более 25 км зона КФА, аналогичных отдешифрированных над разведанным контуром нефтеносности. Эту площадь (около 150 км²) рекомендуется изучить в первую очередь». **Восточно-Даниловская площадь** получила высокую нефтепрогнозную оценку по космодешифрированию, хотя в ее рекомендованных границах шесть скважин глубокого бурения дали отрицательный результат нефтепоиска.

Проверка в 2012 году показала, что и для такой небольшой (165 км²) площади дистанционный нефтепрогноз оказался надежным. Открыто Южно-Даниловское мелкое (2 км²) месторождение (1997 г., скв.10014). Скважина

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

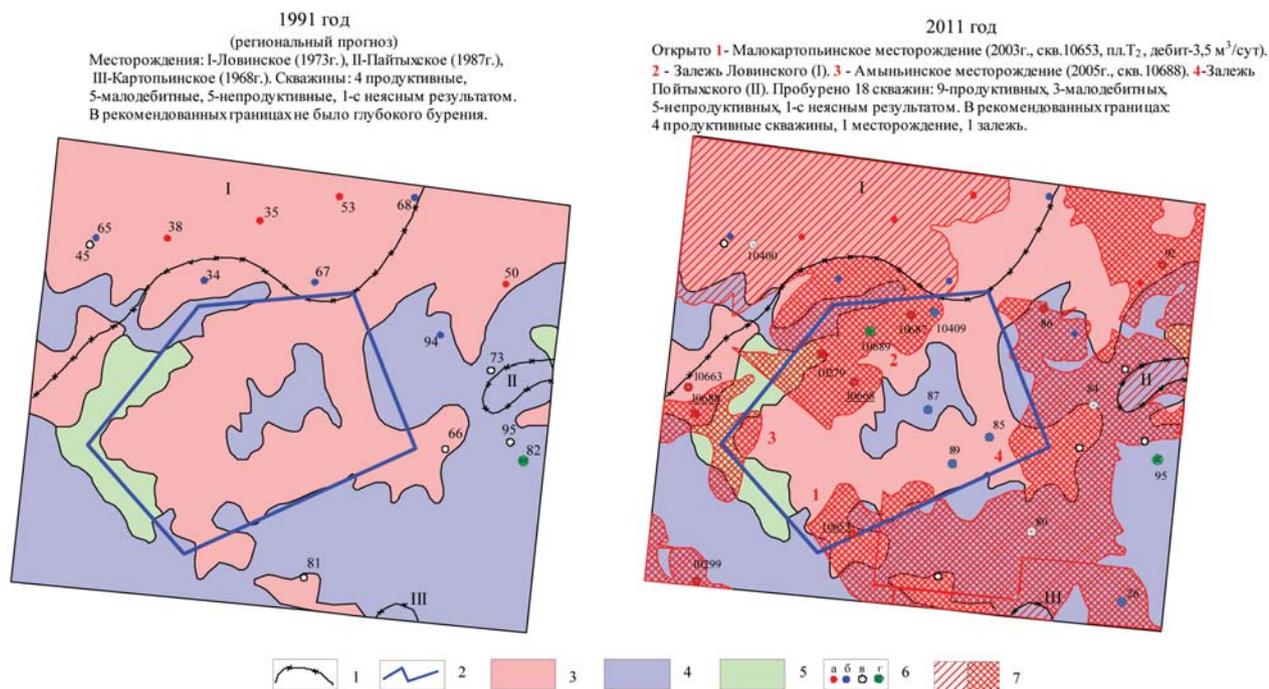


Рис. 5. Проверка временем регионального космофотонепфтепрогнозирования Шаимского нефтедобывающего района (площадь 1 – Южно-Ловинская). 1 – «Старые» месторождения. 2 – Рекомендованная (1991г.) автором прогноза площадь нефтепоисковых работ. 3-5 – Космофотоземли: нефтеперспективные (3), бесперспективные (4), с неясной перспективностью (5). 6 – Скважины: продуктивные (а), непродуктивные (б), малодебитные (в), с неясным результатом (г). 7 – «Новые» месторождения и залежи

– открывательница дала прогнозу оценку «да», вторая продуктивная (скв.10577) – «да/нет», попав на контур нефтеперспективных космофотоземель. На площади проверки (590 км²) прирост нефтеносности составил всего 7 км².

На юге Шаимского района располагается третья рекомендованная площадь – Южно-Трехозерная (см. синий № 3 с редкой штриховкой на рис. 2). «Южнее Мулымынского месторождения (4-6 км от скв. 88, 82) выделен участок 3 (площадью более 180 км²), где по дистанционной оценке ожидается обнаружение около 50 км² нефтеносных земель». Здесь до космодешифрирования были известны пять разведочных скважин – все они оказались «пустыми». Ни одна из них не попала в перспективные КФА.

По состоянию на 2011 год прибавились только две скважины (№ 201, 203), оказавшиеся непродуктивными. Из-за отсутствия «экзаменующей» информации (продуктивных

скважин, открытий) Южно-Трехозерную площадь мы считаем как не проверенную временем. Вместе с тем, она продолжает оставаться привлекательной своим соседством (в рамках территории проверки) с известным Шаимским (Трехозерным) месторождением. Оно вместе с исторической скв.6 «закрыто» полем нефтеперспективных космофотоземель.

Этой площадью заканчивается рассмотрение космофоторекомендаций 1991 года. Только один объект из семи, рекомендованных для нефтепоисковых детализаций, не имеет однозначного результата проверки глубоким бурением.

Результаты проверки временем космофотонепфтепрогнозирования позволяют заключить, что выполненный и документально зафиксированный двадцать лет тому назад дистанционный прогноз нефтеносности подтвердился.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Так, по космодешифрированию ожидалось открытие не менее семи средних, соизмеримых с Узбекским (27 км²) месторождений. По состоянию на 01.01.2012 года в рекомендованных границах (выделены черным на заштрихованных объектах рис. 2) открыто девять¹ месторождений и семь залежей. Ни одна из скважин – открывательниц не попала в бесперспективные космофотоземли. Общая площадь (212 км²) «новых» земель с промышленной нефтеносностью почти в восемь раз превысила Узбекское месторождение.

Космофотонепрогноз оказался надежным и на площадях (с расширением рекомендованных контуров) проверки космоторекомендаций. Так, в рассматриваемом документе (рекомендация 109/06) отмечено: *«Таким образом, по космофотонепрогнозной оценке в этой части Шаимского нефтедобывающего района можно обнаружить промышленные залежи УВ по меньшей мере в семи местах с общей площадью перспективных земель не менее 700 км²»*. Фактически, на семи площадях проверки выявлено 566 км² «новых» земель промышленной нефтеносности; пробурено 98 продуктивных скважин, открыто 11 нефтяных месторождений.

Вместе с тем, проверка показала: для оценки надежности дистанционного нефтепрогнозирования нельзя ограничиваться только сравнением (механическим наложением) дешифрированных и установленных контуров нефтеносности. Контур месторождений – параметр весьма неустойчивый. В этом мы убедились выполнив временной «мониторинг» новых открытий.

К примеру, контур Убинского месторождения (открытого в 1964 году) к 1991 году выявлен бурением семи продуктивных, двух малодобитных и семи непродуктивных скважин (см. левую верхнюю часть рис. 4). Через пять лет площадь месторождения увеличилась на треть (см. красную густую штриховку объекта

П), а еще через три года – почти вдвое; все эти изменения произошли без каких-либо «новых» скважин. «Старый» убинский контур не узнать в нефтяном поле 2011 года, хотя за прошедшие двадцать лет здесь была пробурена всего лишь одна продуктивная скважина (№ 10469).

Не менее значительные изменения за эти годы претерпели контуры Шушминского, открытого в 1985 году и Сыморьяхского (1988 г.) месторождений (см. рис. 3), но в отличие от Убинского – за счет бурения продуктивных скважин.

Более объективна «точечная» (по скважинам) проверка. Мерилом оценки надежности космоторекомендаций мы приняли продуктивную скважину, пробуренную после космодешифрирования.

В таблицу результатов «точечной» проверки заносились следующие оценки: «Да» – полное подтверждение нефтепрогноза, когда скважина оказывалась в перспективной КФА; «да/нет» – подтверждение/неподтверждение, если скважина попадала на контур такой аномалии; «нет» – полное неподтверждение (скважина вне перспективных космофотоземель); «не ясно» – скважина в КФА, интерпретируемой неуверенно (табл. 1).

Кроме того, в ней подчеркнуты номера скважин, проверяющих дистанционный нефтепрогноз на рекомендованных в 1991 году объектах (участках и площадях). Цветом выделены скважины – открывательницы. Указаны площади проверки этих объектов (км²).

В таблице содержится статистически достаточная, по нашему мнению, информация для оценки надежности выполненного двадцать лет назад космофотографического прогноза земель с промышленной нефтеносностью. Эта оценка проведена нами по наиболее объективному, «жесткому» варианту. Мы сознательно в группу неподтверждений отнесли все «точки» с результатами «нет», «да/нет» и «не ясно».

¹По официальной отчетности 2011 года, три месторождения. Маломортымынское, Северо-Корсунское, Северо-Шушминское, Южно-Даниловское, Южно-Мансингянское и Южно-Оханское – месторождения геологические; по балансу ВГФ, они вошли в состав «соседей».

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Таблица 1

Результаты «точечной» (продуктивными скважинами) проверки регионального космофотонепрогнозирования рекомендованных (1991 г.) участков и площадей Шаимского нефтедобывающего района (подчеркнуты номера скважин в рекомендованных границах участков. Выделены скважины – открывательницы «новых» месторождений (красным), залежей (зеленым)

Скважина	Оценка	Скважина	Оценка	Скважина	Оценка	Скважина	Оценка
I-а. Тулгяхский участок, 419 км²							
1. №10235	Да	4. №10255	Да	7. №10259	Да	9 скважин, из них в границах – 2 на 167 км ² (одно открытие – 11 км ²)	
2. №10242	Да	5. №10256	Да	8. №10260	неясно		
3. №10243	Да	6. №10257	Да	9. №10262	Да		
I-б. Малошуминский участок, 497 км²							
10. №10094	нет	20. №10225	Да	30. №10264	Да	40. №10435	нет
11. №10096	нет	21. №10226	Да	31. №10268	неясно	41. №10436	Да
12. №10103	неясно	22. №10227	Да	32. №10269	Да	42. №10521	Да
13. №10107	Да	23. №10229	Да	33. №10304	Да	43. №10524	Да
14. №10188	неясно	24. №10238	нет	34. №10306	Да	44. №10526	Да
15. №10204	Да	25. №10244	Да	35. №10310	Да	45. №10530	Да
16. №10206	неясно	26. №10248	Да	36. №10311	Да	46. №10629	да/нет
17. №10207	неясно	27. №10249	нет	37. №10313	Да	47. №10636	да/нет
18. №10208	Да	28. №10252	Да	38. №10430	неясно	38 скважин; в границах – 13 на 221 км ² (пять открытий - 94 км ²)	
19. №10217	Да	29. №10263	Да	39. №10431	Да		
II. Корсунско - Потанайский участок, 961 км²							
48. №31	Да	52. №100	нет	56. №106	нет	60. №114	Да
49. №52	Да	53. №103	нет	57. №107	да/нет	61. №115	Да
50. №91	Да	54. №104	Да	58. №108	нет	62. №117	Да
51. №92	нет	55. №105	нет	59. №110	нет	63. №205	нет
						16 скважин; в границах -3 на 275 км ² (три открытия – 17 км ²)	
III. Мансингьянский участок, 314 км²							
64. №10056	Да	69. №10066	нет	74. №10472	нет	79. №10603	Да
65. №10058	Да	70. №10067	да/нет	75. №10475	Да	80. №10606	Да
66. №10059	Да	71. №10359	Да	76. №10476	Да	81. №10608	Да
67. №10060	Да	72. №10468	нет	77. №10478	Да	82. №10609	нет
68. №10061	Да	73. №10469	Да	78. №10600	Да	19 скважин; в границах -15 на 123 км ² (три открытия – 47 км ²)	
IV. Окуневский участок, 720 км²							
83. №10356	неясно	85. №10513	нет	87. №1513	нет	5 скважин; в границах – 1 на 374 км ² (одно открытие – 8 км ²)	
84. №10491б	Да	86. №1131	Да				
1. Южно – Ловинская площадь, 425 км²							
88. №86	нет	91. №10299	нет	94. №10668	Да	9 скважин; в границах – 4 на 99 км ² (два открытия – 33 км ²)	
89. №92	Да	92. №10653	Да	95. №10687	Да		
90. №10279	неясно	93. №10663	Да	96. №10688	Да		
2. Восточно - Даниловская площадь, 590 км²							
97. №10014	Да	98. №10577	да/нет	2 скважины; в границах – 2 на 165 км ² (одно открытие – 2 км ²)			

Итого: месторождений – 11, залежей – 7, скважин – 98 на площади 3926 км²; в т.ч. «новой» нефтеносности – 566 км²; из них в рекомендованных границах (на площади 1424 км²) 40 скважин, из них открывательниц месторождений – 9, залежей – 7, нефтеносных земель – 212 км².

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

«Точечная» проверка выполнена на семи объектах (участках и площадях) с общей площадью 3926 км², где пробурено 98 новых продуктивных скважин (см. табл. 1); «фоновая» успешность дистанционного нефтепрогнозирования (64 «да»: 98) – 0.65.

В границах рекомендованных в 1991 году объектов с общей площадью 1424 км² пробурено 40 «экзаменующих», продуктивных скважин. Успешность прогнозирования зафиксирована высокой – 0.75 (30 «да»: 40). Она позволяет заключить, что выполненный двадцать лет назад дистанционный прогноз земель с промышленной нефтеносностью оказался надежным на всех землях космофоторекомендаций.

Кроме того, мы проверили надежность космофотонепфтепрогнозирования всей закартированной территории (14 тыс. км²) Шаимского района. Для этого на составленную в 1991 году карту прогнозируемого распространения нефтеносных земель нанесли поисковые участки ГРП и месторождения (по состоянию на 01.01.2012 года).

Оказалось, что почти вся эта территория «занята» лицензионными участками (ЛУ): тридцать – геологического изучения, разведки и добычи (синие на рис. 6), три – геологического изучения. «Пустые» окна в поле ЛУ попали на бесперспективные космофотоземли. Все площади нефтеэксплуатации на 16 ЛУ территориально-производственного предприятия (ТПП) «Урайнефтегаз» [Пути реализации нефтегазового потенциала ..., II конф., 1999 г., с.188] совпали с нефтеперспективными КФА 1991 года. Тем самым дистанционный нефтепрогноз косвенно подтвержден.

«Контурная» (сопоставление установленных и прогнозируемых контуров) проверка выявила: 18 «новых» месторождений из 25 (72%) полностью подтвердили космофотонепфтепрогнозирование; два (Северо-Толумское, № 21 на рис. 6; Северо-Шушминское, № 1) оказались в КФА, интерпретируемых неуверенно; пять проверяющих открытий (Лумутинское, № 10 на рис. 6; Каюмовское, № 11; Западно-Семивидовское, № 13; Андреевское, № 19 и

Урайское) попали в бесперспективные, по региональному космодешифрированию земли, дав оценку «нет». Успешность дистанционного прогнозирования земель с промышленной нефтеносностью по этому варианту оказалась ниже, чем по «точечной» (0.72 против 0.75). Но и она свидетельствует в пользу надежности выполненного с помощью космических снимков нефтепрогноза «старого» нефтедобывающего района.

Проверка показала, что нефтегазоносный потенциал Шаимского района за это время резко возрос. Если за 30 лет (1960-1990 гг.) здесь было открыто 18 нефтяных месторождений, то за последующие двадцать лет выявлено 25 «новых» промышленных скоплений нефти (с номерами на рис. 6).

Этот потенциал интенсивно вырабатывается даже на «старых» месторождениях.

Так, Шаимское (Трехозерное) месторождение (см. рис. 6) было введено в эксплуатацию в 1964 году; тогда было добыто 16 тыс т нефти. Через три года из его недр было извлечено около 1,3 млн т продукции. За 39 лет разработки получено почти 16 млн т нефти. На 01.01.2003 г. на месторождении от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) осталось 5.6% [Разработка нефтяных месторождений ХМАО, 2004., с.318, 322].

На остальных участках ТПП «Урайнефтегаз» к 1998 году было добыто 168 млн т нефти, от НИЗ отобрано 68.4% [Пути реализации..., II конф., 1999., с.186]. По состоянию на 01.01.2003 года из недр извлечено 177,6 млн т продукции. Более половины этой добычи пришлось на Мортмыя-Тетеревский ЛУ (восточнее объекта IV на рис. 6), 19% – на Даниловский (с номером 7 на рис.); 14% (27 млн т) добыто на Толумском участке (с номером 21 на рис.), 13 млн т – на Ловинском (см. № 4 на рис.); 3.8 млн т извлечено на Убинском ЛУ (объект III на рис.6) и т.д. [Разработка..., с.290-332].

Не исчерпаны запасы извлекаемой продукции на Лазаревском, Шушминском, Узбекском, Филипповском, Пайтыхском, Славинском, Мансингянском и др. участках. «*При существующем уровне добычи обеспеченность*

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

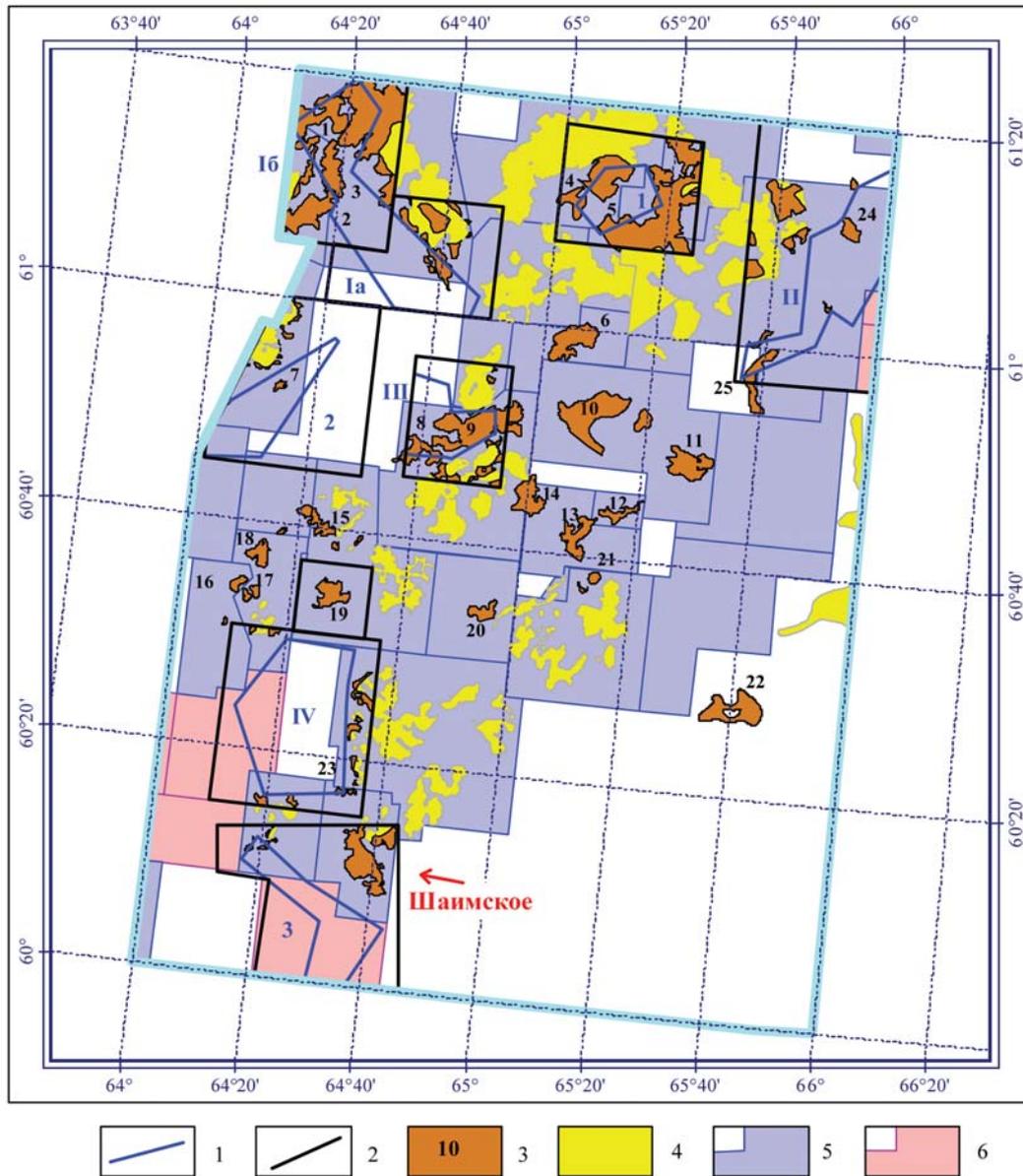


Рис. 6. Участки проверки космофоторекомендаций 1991 года, месторождения и лицензионные участки (на 2011 год) Шаимского нефтедобывающего района. **Границы проверок космофоторекомендаций:** 1 – рекомендованные в 1991 году, 2 – фактические. **Месторождения:** 3 – «новые», открытые после космофотонефтепрогнозирования, 4 – «старые». **Лицензионные участки:** 5 – геологического изучения, разведки и добычи, 6 – геологического изучения. **Участки проверки:** Ia – Тулъяхский, Ib – Малошушминский, II – Корсунско-Потанайский, III – Мансингъянский, IV – Окуневский, 1 – Южно-Ловинская пл., 2 – Восточно-Даниловская пл., 3 – Южно-Трехозерная пл. **Список «новых» месторождений** (выделены открытые на участках проверки космофоторекомендаций): 1 – Северо-Шушминское, 2 – Малошушминское, 3 – Южно-Шушминское, 4 – Амыньинское, 5 – Малокартопынское, 6 – Урайское, 7 – Южно-Даниловское, 8 – Южно-Мансингъянское, 9 – Мансингъянское, 10 – Лумутинское, 11 – Каюмовское, 12 – Северо-Семивидовское, 13 – Западно-Семивидовское, 14 – Южно-Валовое, 15 – Западно-Славинское, 16 – Хултурское, 17 – Малочанчарское, 18 – Турское, 19 – Андреевское, 20 – Польемское, 21 – Северо-Толумское, 22 – Восточно-Толумское, 23 – Маломортъмьинское, 24 – Северо-Корсунское, 25 – Южно-Оханское

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

запасами ТПП «Урайнефтегаз» составляет порядка 19-20 лет» [М.Ф. Печеркин и др. Пути реализации..., II конф., 1999г., с.186]. Только на «старых» месторождениях промышленных запасов нефти осталось более 37 млн т.

Из недр Мортимья-Тетеревского ЛУ, например, можно извлечь более 13 млн т [Недропользование в ХМАО – Югре в 2009 году, 2010г., с.39]. На Даниловском месторождении в запасе (по категории АВС₁) около 12 млн т нефти, на Потанайском (с Картопьянском) – более 3 млн [Недропользование..., 2012 г., с.38], на Сыморьяхском – более 5 млн т. Даже на старейшем нефтепромысле – Трехозерном ожидается добыть еще 273 тыс. т продукции из запасов АВС₁ [Недропользование ..., 2010 г., с.41].

Практически не вовлечены в разработку запасы доюрского комплекса (ДК) Шаимского

района, где выделены четыре категории площадей различной перспективности. «Высокоперспективные земли – это те площади, на которых получены притоки углеводородов из ДК ... Земли этой категории выделяются в пределах Северо-Даниловского, Даниловского, Потанайского, Убинского, Толумского, Мортимья-Тетеревского и Мулымьинского месторождений» [Пути реализации ..., 1999г., с.183]. На каждом из них выявлено несколько (до 12 – на Даниловском) небольших (2-3 км², реже 10-15 км²) залежей. Дебиты нефти, полученной из них, варьируют в пределах 0.1-0.3 до 100-115 т/сут, составляя в среднем 10-25 м/сут.

Изложенная информация убеждает, по нашему мнению, что предвидение академика А.А. Трофимука о промышленной будущности Шаимского района сбылось.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ХМАО – ЮГРЕ И РОССИИ В ЦЕЛОМ

И.П. Толстолыткин, А.В. Шпильман (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

Стабилизацию добычи нефти в России на уровне около 500 млн т следует считать стратегической задачей по обеспечению энергетической безопасности России на ближайшие 10-15 лет. Сорок лет нефтяники Югры обеспечивают более 50% добычи нефти России. Стабильная добыча нефти в Югре и в целом в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции во многом определяет и стабильную добычу нефти в России.

После «перестройки» с 1999 по 2007 гг. добыча нефти в Югре росла, достигла в 2007 году 278 млн т, прирост за 9 лет составил 108 млн т, или 65%. С 2008 года рост добычи прекратился и до 2013 г. за 6 лет снижение составило 18 млн т (6,5%). На рис. 1 представлена динамика добычи нефти за последние годы. Объем эксплуатационного бурения – основной показатель, определяющий уровень инвестиций в отрасль, постоянно растет (рис. 2). За последние 7 лет бурение выросло почти в два раза до 13,7 млн метров на фоне снижения добычи нефти. Основной причиной снижения добычи нефти является ухудшение качества вновь вводимых запасов, они становятся все более трудно извлекаемыми. Об этом свидетельствует снижение средних дебитов по нефти (производительность в сутки) новых скважин.

Но, если качество запасов нефти новых месторождений – это природный фактор, то технологии разработки месторождений – это «человеческий фактор». На наш взгляд, и в условиях ухудшения качества запасов стабилизация добычи нефти возможна, но не за счет интенсивных методов наращивания объемов

бурения, а за счет внедрения новых современных технологий разработки. Большую роль в решении этой задачи должны сыграть методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи (МУН). На рис. 3 приведена динамика прироста добычи от МУН и удельного прироста добычи на одну скважино-операцию в среднем по всем разрабатываемым месторождениям Югры, которая свидетельствует о снижении их эффективности.

Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и МУН исчерпали свои возможности для роста добычи. Следовательно, стратегия решения вопроса повышения нефтеотдачи состоит в создании новых технологий нефтедобычи, которые должны базироваться на глубоких фундаментальных исследованиях.

Мы поддерживаем и предложения Р.Х. Муслимова, приведенные в № 12 журнала «Нефть и капитал» за 2012 г. о кардинальной, глубокой переоценке запасов действующих месторождений, массивном применении МУН второго и третьего поколений, использовании остаточных запасов, применении более совершенных геолого-гидродинамических моделей месторождений и инновационного проектирования разработки. Большой интерес вызывает предложение об организации опытных полигонов для разработки применимости МУН в конкретных горно-геологических условиях и о необходимости государственного финансирования фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи.

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

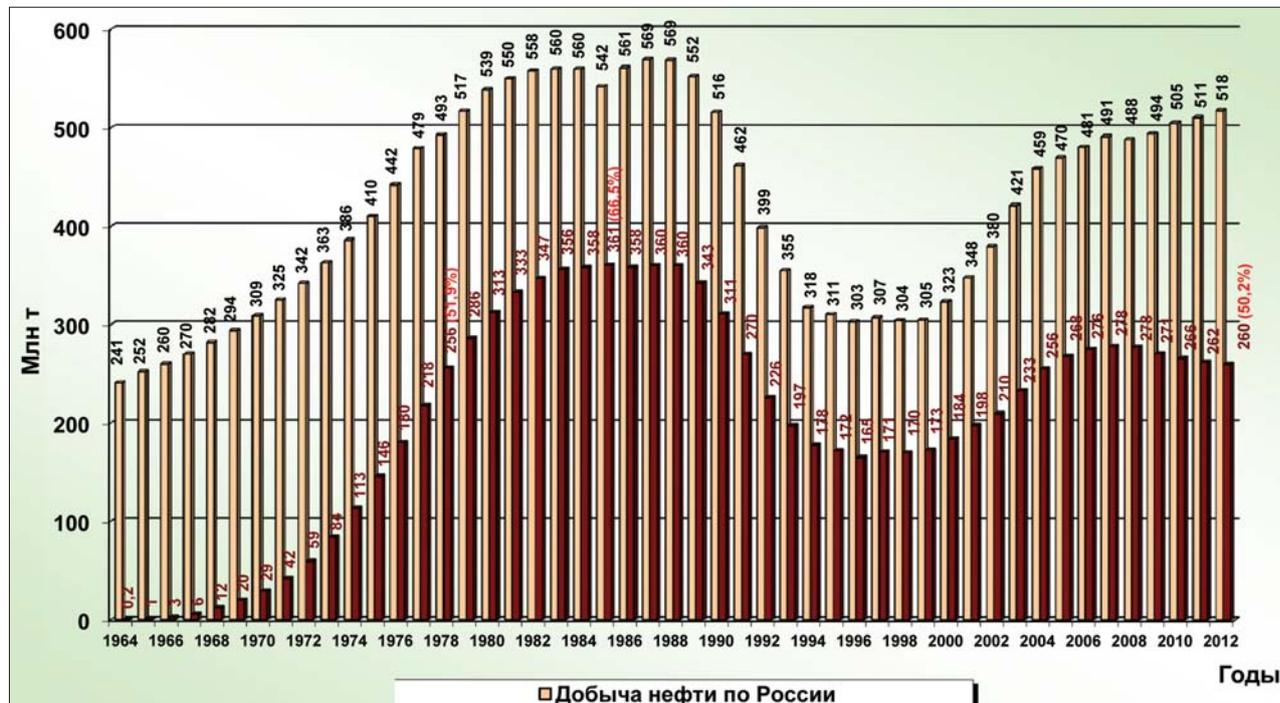


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре

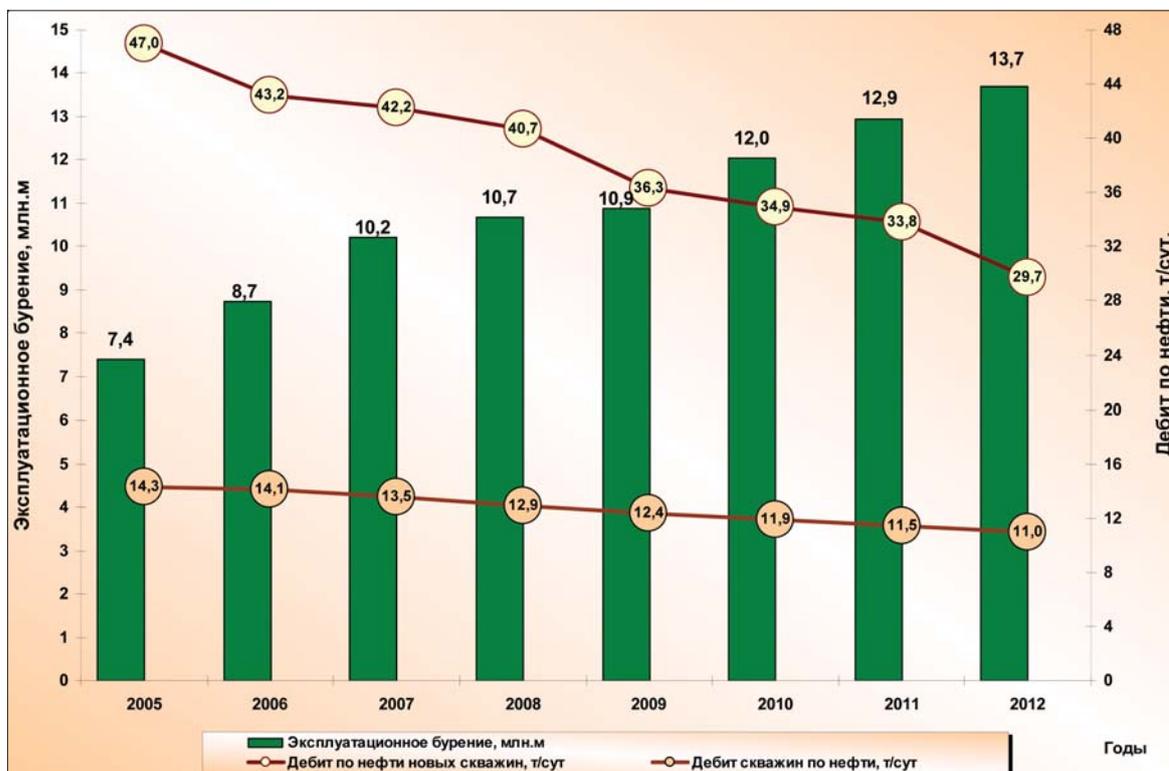


Рис. 2. Динамика эксплуатационного бурения и дебитов по нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

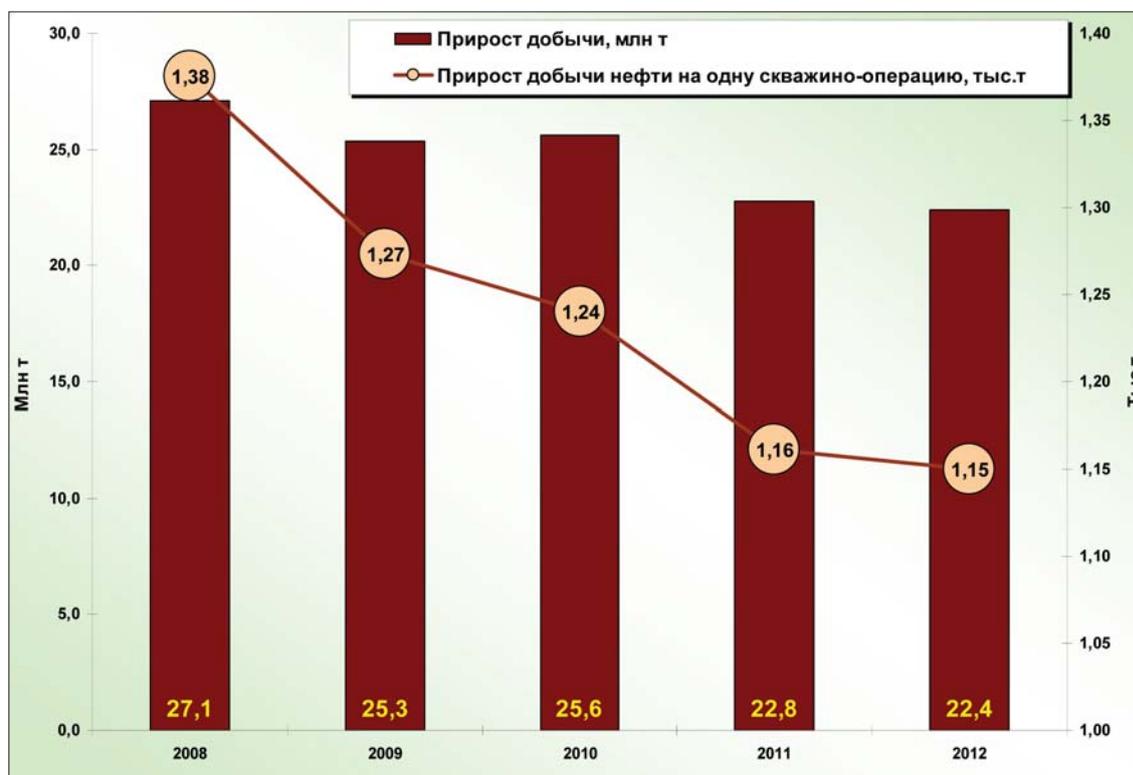


Рис. 3. Динамика прироста добычи от методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи

В мировой нефтепромысловой практике, помимо традиционных технологий, в настоящее время разрабатывается и внедряется широкий набор технологий, позволяющих с большей эффективностью вырабатывать трудноизвлекаемые запасы нефти.

Но внедрение этих предложений в практику сдерживается из-за сложившейся к настоящему времени законодательной и нормативной практики. Мы используем нормативные документы прошлого века, а нам нужно внедрение новых технологий проектирования разработки месторождений или, повторяя термин нефтяников Татарстана, «инновационное проектирование» разработки месторождений нефти и газа.

Приведем лишь один пример

Существует возможность применения для выработки остаточных запасов одной из ком-

плексных технологий физико-химического воздействия на пласт АСП. Это закачка в пласт особых химических реагентов (полимеров, щелочи и др.), позволяющих извлечь на поверхность дополнительную нефть. Мы подобрали в Югре 157 объектов на 73 месторождениях, подходящих по геологическим условиям для применения этой технологии, предварительно проведя консультации со специалистами Французского института нефти (IFP) по применимости этих технологий в наших геологических условиях. Наш расчет показал, что при внедрении этой технологии на выбранных объектах в перспективе до 2030 г. дополнительная добыча нефти составит суммарно 2,4 млрд т, а коэффициент извлечения нефти увеличится до 49%, что значительно больше стоящего на балансе 41% (рис. 4). Это означает, что применение этой технологии позволит не только стабилизировать добычу нефти, но и обеспечить действительно рациональное пользова-

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

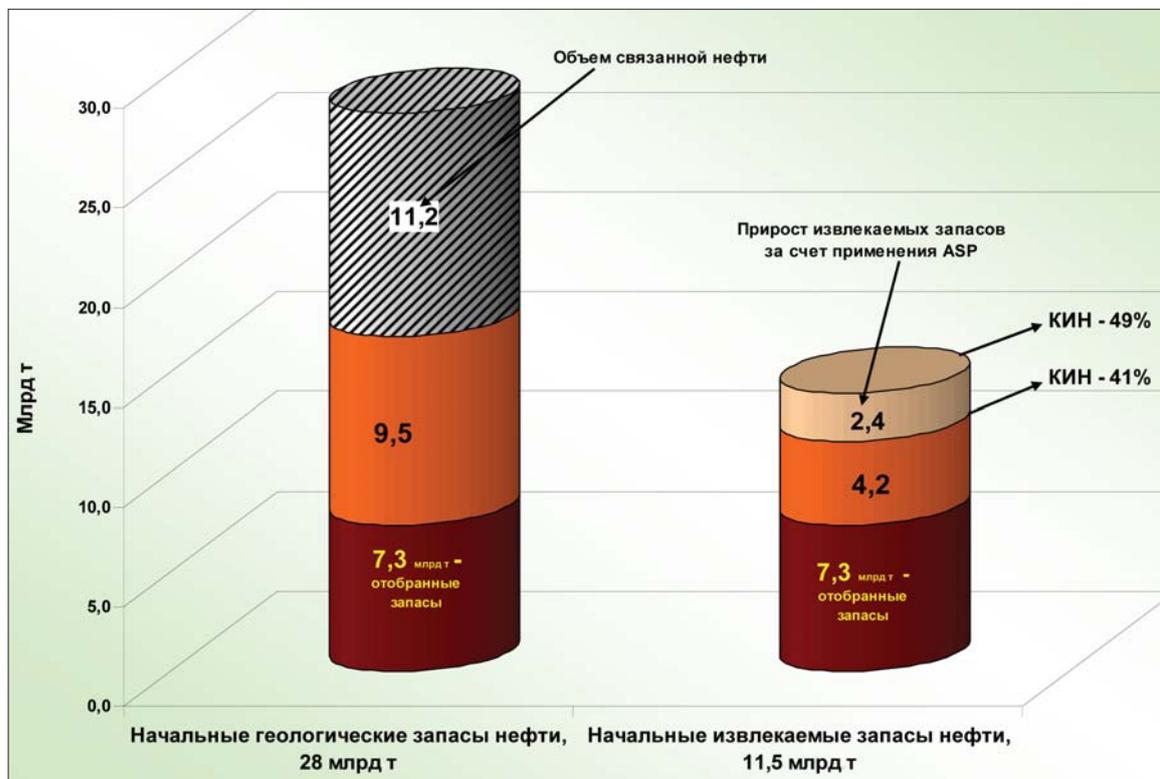


Рис. 4. Оценка потенциала добычи нефти за счет применения физико-химических методов в Сургутском и Нижневартовском районах

ние недрами, важнейшую в настоящее время государственную задачу. Уже в первые 5-10 лет после массового внедрения этой технологии есть возможность увеличить добычу по округу на 30-40 млн т в год. В настоящее время один из недропользователей, работающих в округе, «Салым Петролеум Девелопмент НВ» исследует возможности данного вида воздействия на Западно-Салымском месторождении. Начало опытно-промышленных работ намечено на 2014 год.

Подробно мы остановились на одном методе повышения эффективности разработки, но их перечень можно расширить (рис 5). Большие возможности для повышения эффективности разработки имеют газовые, газоводяные и термогазовые методы. В мире более 150 месторождений разрабатывается с закачкой углеводородного газа, углекислого газа, азота. С помощью газовых методов в Норвегии уда-

лось поднять КИН с 30 до 50%, и они ставят задачу довести его до 60%. Значительный прогресс был достигнут в результате применения пенного гидроразрыва пласта и многозонного гидроразрыва в горизонтальных скважинах. Незаслуженно забыты дилатансионные методы, в свое время успешно опробованные на Мамонтовском месторождении, а сейчас применяемые в Казахстане и на месторождениях Калининграда. Не получила должного развития технология одновременно-раздельной эксплуатации, позволяющая на многопластовых месторождениях обходиться без бурения лишних скважин, используя одну скважину вместо двух.

Технология реализации методов, химические реагенты, оборудование дорогостоящие, поэтому в зависимости от объема применения, произведенных затрат и получаемого эффекта потребуется стимулирование этих работ со

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

стороны государства. А чтобы такое стимулирование стало реальностью, необходимо внести изменения в налоговое законодательство, предоставление налоговых льгот, хотя бы частично покрывающих дополнительные затраты компаний и стимулирующих их к внедрению современных инновационных технологий.

Кроме того, в период их внедрения необходимы полигоны для испытания, опробования и доводки технологий до оптимального режима работы, а также необходимы полигоны для выработки технологий добычи нетрадиционных запасов. Статус полигона следует законодательно закрепить, так же как понятие трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов. На наш взгляд, и технологии, которые предлагается стимулировать налоговыми льготами со стороны государства, должны быть закреплены законодательным или нормативным документом. Ведь зачастую делаются попытки объявить новыми технологии, которые применяются более 50 лет и которые выработали свою эффективность.

Большие нарекания вызывает сама система технологического проектирования разработки нефтяных месторождений, излишне формализованная. Технологическое проектирование должно быть инновационным, базироваться на качественной исходной информации и в необходимом объеме. Проектный документ должен предусматривать внедрение новых технологий. В геолого-технологических моделях месторождений, используемых для прогнозирования технологических параметров, при недостатке информации недопустимы произвольные допущения, необоснованные аналогии, догадки. Модели должны быть адекватны реальным горно-геологическим условиям месторождения. Слабым местом проектных технологических документов является экономическое обоснование вариантов разработки

Современные методы увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов

1. Физико-химические.
2. Газовые, водогазовые, термогазовые.
3. Тепловые.
4. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин многопластовых месторождений.
5. Регулируемого пенного режима фильтрации углеводородов.
6. Дилатансионные.
7. Бурение боковых стволов и горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта.
8. Пенный гидроразрыв пласта.
9. Акустические и вибросейсмического воздействия.
10. Микробиологические.

Рис. 5.

из-за неопределенности нормативов затрат, различающихся у недропользователей даже одного региона. В Казахстане во избежание этого предусмотрена экономическая экспертиза проектных документов. Одним из существенных недостатков системы технологического проектирования является необходимость выполнения утвержденных решений, т.к. не предусмотрен контроль за их выполнением. На наш взгляд, в законодательном порядке необходимо предусмотреть мониторинг разработки и выполнения проектных решений. Необходимо добиваться не только обеспечения проектных уровней добычи и бурения, но и проведения всего комплекса исследований, предусмотренных проектным документом.

На рис. 6 приведен прогноз добычи нефти до 2030 г., разработанный Центром рационального недропользования Югры им. В.И. Шпильмана. В прогнозе предусмотрены два варианта: стандартный и инновационный, которые различаются между собой объемами внедрения инновационных технологий. Мы сейчас идем по нижнему варианту, а при использовании инновационных технологий на 10-15 лет можно бы было стабилизировать добычу в Югре на уровне 250 млн т в год.

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

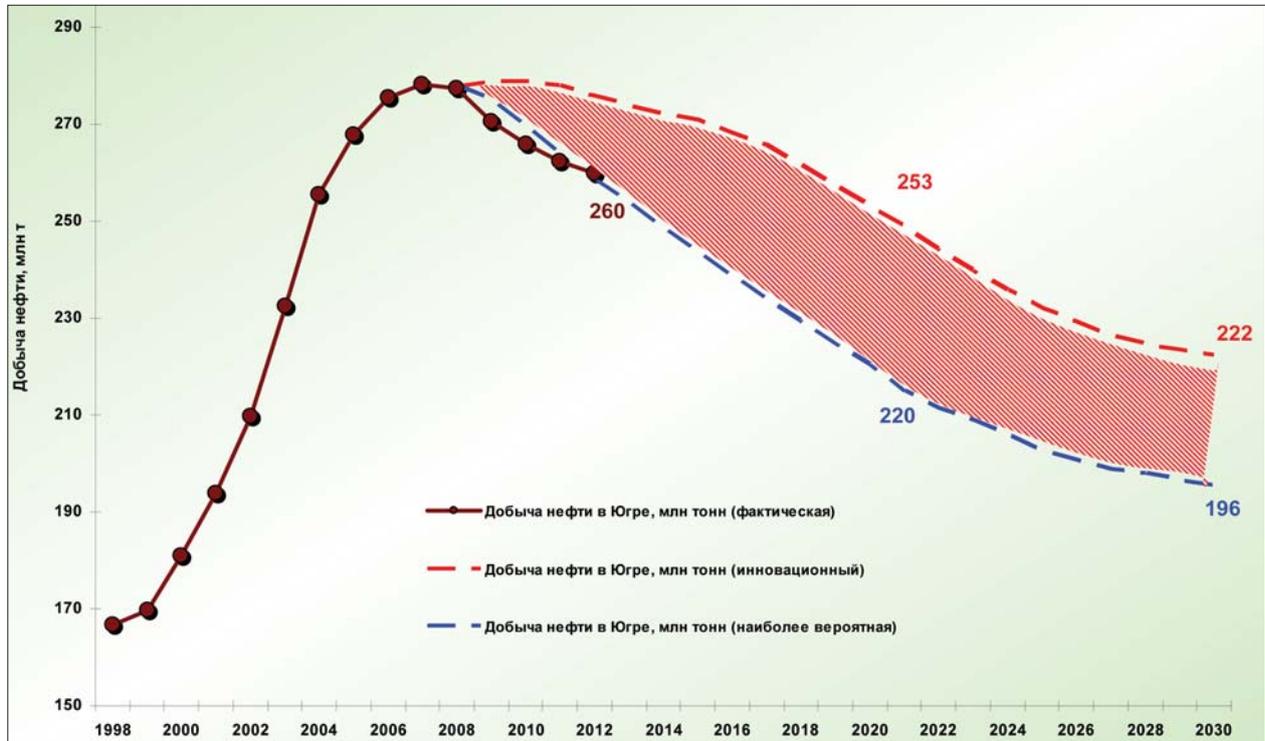


Рис. 6. Сопоставление фактической добычи нефти с энергетической стратегией, разработанной в НАЦ РН им. В.И. Шпилемана

Наши предложения по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений:

1. Государственное стимулирование методов увеличения нефтеотдачи с применением инновационных технологий и разработки нетрадиционных запасов типа высоковязких, сланцевых (в частности, нефти баженовской свиты). Государственное стимулирование должно предусматривать налоговые льготы на начальном этапе внедрения до выхода месторождения на режим рентабельной разработки.

2. Необходимо законодательно установить четкие критерии определения инновационных технологий, трудноизвлекаемых, нетрадиционных запасов и их категории.

3. Совершенствование системы технологического проектирования разработки нефтяных месторождений, которое должно стать инновационным проектированием, базирующемся

на надежной качественной исходной информации в необходимом объеме. Необходимо сформулировать требования к проектным документам, которые должны предусматривать опробование и внедрение новых технологий на базе достоверных геолого-технологических моделей месторождений. Должен быть повышен уровень экономического обоснования вариантов разработки с последующей экспертизой во избежание завышения расходов.

4. Особое внимание должно быть уделено полигонам для опробования инновационных методов. Следует законодательно определить их статус.

5. Составной частью системы государственной экспертизы разработки месторождений должен стать законодательно предусмотренный мониторинг разработки и выполнения проектных показателей.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ИТОГИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ХМАО – ЮГРЫ ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2013 ГОДА

М.В. Стрельченко, Н.Ю. Кухарук (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

В первом полугодии 2013 г. на территории округа разрабатывалось 247 месторождений и было добыто 126,6 млн т нефти. В 2013 г. началась добыча на пяти новых месторождениях: Западно-Новомостовском, Мишаевском (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), Тортасинском (ООО «Тортасинскнефть»), Окуневском (ОАО «Нижневартовское НП»), им.Н.К.Байбакова (ОАО «Сургутнефтегаз»).

Среднесуточная динамика добыча нефти по ХМАО – Югре с июня 2010 года по июнь 2013 года представлена на рис. 1, где видно, что значительное снижение добычи нефти наблюдается в зимний период. С июня 2012 г. к июню 2013 г. среднесуточная добыча нефти снизилась на 11,6 тыс.т/сут.

В табл. 1 в целом по округу снижение добычи нефти за полугодие составило 3 млн т (2,4%) – с 129,6 млн т в 2012 г. до 126,6 млн т в 2013 г. (рис. 2). Не снизили добычу нефти в первом полугодии 2013 г. нефтяные компании: «Газпромнефть» (в 2013 г. добыто – 7,5 млн т, в 2012г. – 7,1 млн т), «Томскнефть» (в 2013 г. добыто 1,6 млн т, в 2012 г. – 1,5 млн т). Малые и средние НК увеличили добычу нефти на 55 тыс. т (4,9%). Из крупных компаний наибольшее снижение добычи наблюдается у ОАО «РН Холдинг» – 1,4 млн т (7,6%), ОАО «Сургутнефтегаз» на 0,5 млн т (1,8%), ОАО «Славнефть» также на 0,5 млн т (5,6%).

Снижение годовой добычи нефти в Югре обусловлено:

– ухудшением сырьевой базы добычи нефти

и естественным старением месторождений;

– ростом обводненности продукции скважин;

– снижением объемов и эффективности применения методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи.

Хотя в целом по округу объем эксплуатационного бурения в 2013 г. снизился на 64 тыс. м (0,9%) (рис. 3), прирост объемов эксплуатационного

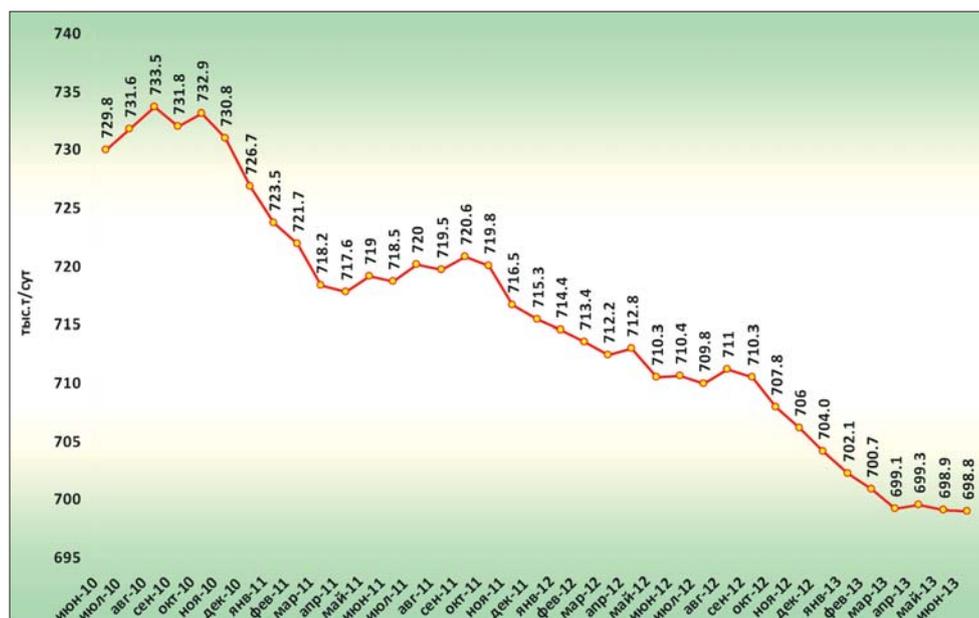


Рис. 1. Среднесуточная динамика добычи нефти по ХМАО-Югре за июнь 2010 г. – июнь 2013 г.

Таблица 1

Сопоставление показателей разработки нефтяных месторождений
ХМАО-Югры 2013 г. с 2012 г. (за полгода)

Предприятие	Добыча нефти, млн т		Эксплуатационное бурение, тыс.м		Действующий эксплуатационный фонд, скв.	
	на 01.07. 2012 г.	на 01.07. 2013 г.	на 01.07. 2012 г.	на 01.07. 2013 г.	на 1.07. 2012 г.	на 01.07. 2013 г.
НК Лукойл	24.0	23.6	1279.7	1322.7	22057	22654
ОАО СургутНГ	27.3	26.8	2175.2	2265.7	27741	28902
ОАО НК Роснефть	33.2	32.9	1650.1	1452.2	12797	13376
ОАО ТНК-ВР Холдинг	19.3	17.9	362.2	311.4	18646	19229
ОАО НК Славнефть	8.9	8.4	315.1	462.6	5204	5275
ОАО НК РуссНефть	3.4	3.3	130.9	156.4	2215	2308
ОАО Газпромнефть	7.1	7.4	659.4	631.4	3227	3669
ОАО Томскнефть ВНК	1.5	1.6	60.7	51.6	1273	1359
Салым Петролеум Девелопмент	3.9	3.5	175.8	134.0	677	732
Прочие	1.15	1.1	67.4	25.3	918	959
Всего по ХМАО	129.6	126.6	6877	6813	94755	98463

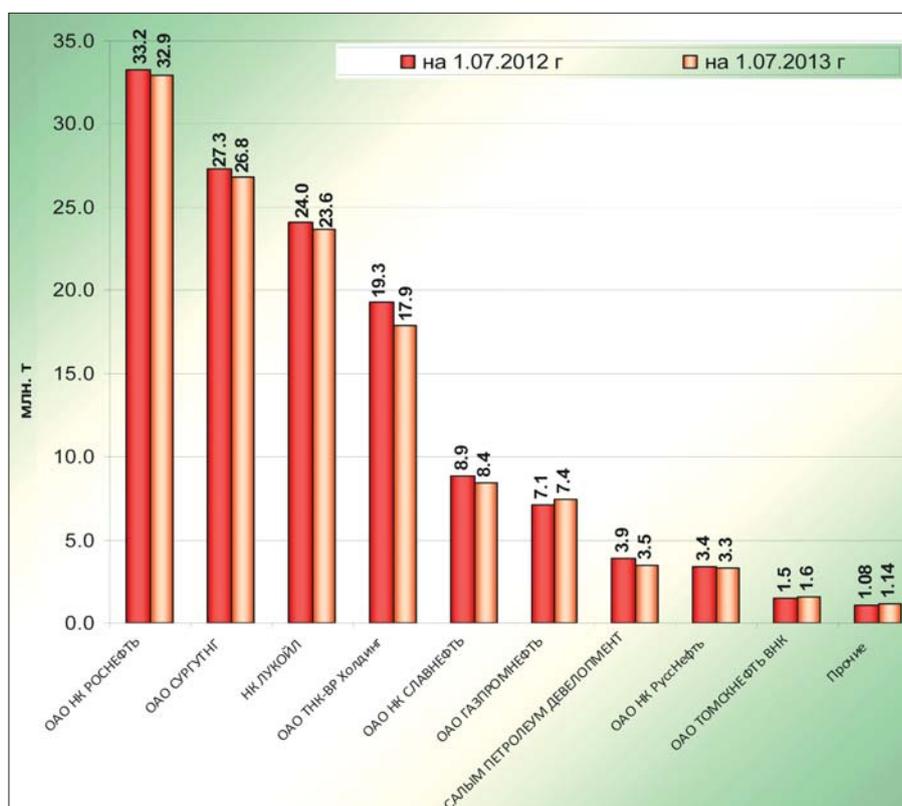


Рис. 2. Сравнение добычи нефти за первое полугодие 2013 и 2012 гг.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

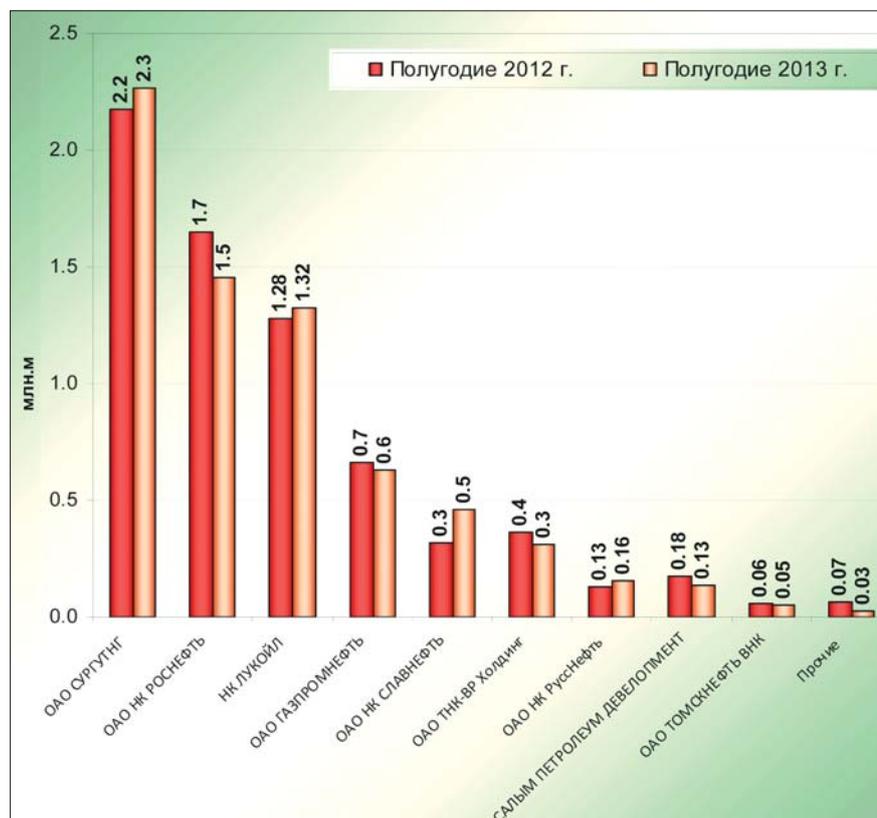


Рис. 3. Сравнение объемов эксплуатационного бурения за первое полугодие 2013 и 2012 гг.

бурения наблюдался у многих недропользователей. Так, например, в ОАО «Сургутнефтегаз» объем эксплуатационного бурения в первом полугодии 2013 г. составил 2265,7 тыс. м, это на 90,5 тыс. м (4%) больше, чем в 2012 г., ОАО НК «Славнефть» – 462,6 тыс. м в 2013 г., что на 147,6 тыс. м (31,9%) больше, чем в 2012 г., НК «Лукойл» – 1322,7 тыс. м, что на 43 тыс. м (3,3%) больше, чем в 2012 г. Малые и средние НК уменьшили объем эксплуатационного бурения на 42 тыс. м (166%), а именно – в первом полугодии 2012 г. было пробурено 67 тыс. т, а в первом полугодии 2013 г. – 25 тыс. м.

Годовая добыча жидкости в целом по округу выросла на 27,9 млн т (2,5%). В первом полугодии 2012 г. добыча жидкости составила 1094,9 млн т, а в первом полугодии 2013 г. – 1123 млн т.

Действующий эксплуатационный фонд скважин округа растет. За первое полугодие

2013 г. по ХМАО-Югре он увеличился на 3708 скважин (3,8%).

Обводненность продукции скважин в первом полугодии 2013 г. по ХМАО-Югре возросла на 0,6% по сравнению с первым полугодием 2012 г. и составила 88,7%. Самый крупный рост обводненности наблюдается у компании «Салым Петролеум Девелопмент» – на 10,6%, в первом полугодии 2012 г. обводненность составляла 61,8%, а в первом полугодии 2013 г. – 72,3%.

Из-за ухудшения сырьевой базы добычи нефти и роста обводненности продукции скважин характерным для состояния разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры является снижение уровня добычи нефти, несмотря на рост действующего эксплуатационного фонда скважин, что в основном связано со снижением дебитов скважин по нефти.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ЛАНДШАФТНО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ПРИРОДООХРАННЫХ И ПРИРОДОВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В БАССЕЙНЕ РЕКИ ВАХ

*Д.А. Селиванова**, *Д.В. Московченко***, *В.А. Пуртов**, *И.В. Завьялова**
(*АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,
**Институт проблем освоения Севера Сибирского отделения РАН)

В соответствии с действующим законодательством, на территории лицензионных участков ХМАО-Югры силами недропользователей проводятся природоохранные и природовосстановительные мероприятия, направленные на рациональное использование земельных ресурсов, гидросферы и атмосферного воздуха, обеспечение безопасности и надежности технических объектов, управление отходами производства и потребления, рекультивацию нарушенных участков. Одним из важнейших направлений прогнозных географических исследований, нацеленных на оптимизацию природопользования, является ландшафтно-геохимический анализ. Ландшафтно-геохимическое прогнозирование позволяет оценить самоочистительный потенциал геосистем, пространственно-географически систематизировать места вероятного наступления неблагоприятных последствий для природной среды, вызванных добычей и транспортировкой нефти [5, 11]. Познание закономерностей распространения загрязнителей и их влияния на различные компоненты ландшафта дает возможность учесть возможные последствия хозяйственного освоения территории и уменьшить их до безопасного уровня. На основании этих данных можно определить лицензионные участки первоочередного природоохранного финансирования.

Нами был проведен ландшафтно-геохимический анализ бассейна р. Вах – одного из основных притоков Оби в среднем течении.

Площадь водосбора р. Вах составляет 76700 км². В бассейне реки сосредоточено значительное количество нефтяных месторождений. В 2012 г. в пределах исследуемого бассейна добыча нефти велась на 36 лицензионных участках, добыча нефти составила 10,6% общего показателя округа. Лицензионные участки занимают 16,8% площади водосборного бассейна р. Вах, что определяет высокую степень техногенной трансформации ландшафтов и риск утраты природно-ресурсного потенциала.

Практически любое ландшафтно-геохимическое исследование в нефтедобывающих районах Западной Сибири рассматривает в той или иной степени проблему нефтяного загрязнения. Крайне актуальным является изучение нефтезагрязнения и для рассматриваемой территории. На долю нефти в настоящее время приходится около 80% загрязнения Вахского бассейна [6].

Недропользователями округа ведется регулярная статистическая отчетность, фиксирующая аварии, объемы загрязнителей и площадь загрязненных земель (Постановление Правительства ХМАО-Югры от 14.01.2011 г. № 5-п «О требованиях к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры»). Тем не менее, официальная статистика не дает четкой и объективной картины, так как учитываются только разливы нефти при авариях, но игнорируется

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОЛОГИЯ

диффузное загрязнение от кустовых площадок, которое на месторождениях с длительным сроком эксплуатации составляет от 40 до 65% от общего объема нефтезагрязнения [12].

В число задач исследования входила оценка устойчивости природных комплексов к химическому загрязнению и определение в связи с этим необходимых природоохранных мероприятий. Сопряженный анализ различных картографических источников и обработка многоплановой информации для ландшафтно-геохимического анализа территории проводились на основе ГИС Map Info. Такой подход позволил осуществить пространственный анализ, синтезировать полученную информацию, совмещать различные картографические слои и атрибутивные данные, провести районирование территории.

Разработка общих принципов оценки геохимической устойчивости природных комплексов нефтедобывающих регионов была проведена М.А. Глазовской [3, 4, 5]. Главным принципом подобной оценки является понятие самоочистительного потенциала, способности к выносу и разложению продуктов техногенеза.

Как правило, практические подходы к определению устойчивости геосистем основаны на эмпирической оценке различных параметров. Выбор параметров определяется целевой установкой и конкретными ландшафтными условиями района исследований, т.е. зависит от опыта исследователя и его представлений о взаимосвязях в природных системах, взаимообусловленности протекающих в них процессов.

Структурно-функциональная устойчивость геосистем к техногенезу оценивается по трем основным группам факторов [5]:

– факторы, определяющие интенсивность выноса и рассеяния продуктов техногенеза (многолетний годовой сток (мм), соотношение среднегодового количества осадков (мм) и испарения (мм), положение в каскадной ландшафтно-геохимической системе);

– факторы, определяющие интенсивность метаболизма продуктов техногенеза (средняя

температура июля ($^{\circ}\text{C}$), продолжительность устойчивых морозов (дни), продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$, характеристика снежного покрова (мм), радиационный баланс ($\text{МДж}/\text{м}^2$), сумма среднесуточных температур воздуха ниже 0°C);

– факторы, определяющие возможность и интенсивность закрепления в ландшафтах продуктов техногенеза или их метаболитов (рН почв, наличие тех или иных геохимических барьеров, свойства почвообразующих пород и т.д.).

Самоочистительный потенциал геосистем зависит от ландшафтных условий, которые в бассейне Ваха весьма разнообразны. По схеме ландшафтного районирования северная часть бассейна Ваха относится к Сибирско-Увальской ландшафтной области, Верхне-Тазовской ландшафтной провинции возвышенных таежных равнин, центральная часть расположена на территории Кондинско-Ваховской ландшафтной области, Ваховской провинции болотных и озерно-болотных низин средней тайги, южная часть – в пределах Кондинско-Ваховской ландшафтной области, Ваховско-Тымской ландшафтной провинции расчлененных пологоувалистых равнин средней тайги [7].

В соответствии с классификацией А.И. Перельмана на данной территории распространены ландшафты двух классов водной миграции – кислого и кислого глеевого, пространственное распределение которых зависит от положения в рельефе и условий увлажнения. Кислая окислительная (Н) и кислая глеевая окислительно-восстановительная (Н, Н-Fe) обстановки свойственны субэральным ландшафтам возвышенных дренированных водоразделов с автономным режимом увлажнения. Кислая и кислая глеевая окислительно-восстановительная в сочетании с кислой глеевой (Н, Н-Fe+Н-Fe) соответствует ландшафтам с полугидроморфным режимом увлажнения, где субэральные элементарные ландшафты сочетаются с супераквальными застойными (болотами). Кислая глеевая восстановительная

обстановка (Н-Fe) характеризует ландшафты с гидроморфным режимом увлажнения и преобладанием супераквальных застойных ландшафтов (болот). Кислая и кислая глеевая окислительно-восстановительная сезонно изменчивая обстановка (Н/Н-Fe) присуща супераквальным транзитным ландшафтам речных пойм.

Согласно схеме ландшафтно-геохимического районирования Е.Г. Нечаевой [9], составленной с учетом физико-географического районирования [2], рассматриваемая территория расположена в Ваховском округе среднетаежной провинции болотно-таежной ландшафтно-геохимической области. Нижнее течение Ваха и Сургутский округ относятся к низменным равнинам полесского типа и отличаются повышенной радиальной миграцией, обусловленной супесчаным составом пород [10]. Самотлорский лицензионный участок, вследствие значительной техногенной трансформации ландшафтов, был отнесен к особому Самотлорскому округу, выделенному в техногенном ряду миграции вследствие радикального изменения ряда геохимических параметров представительных природных сред [8].

Скорость фотохимических и биохимических реакций, благодаря которым происходит разложение нефтяных углеводородов, прямо зависит от условий теплообеспеченности. Наиболее благоприятный радиационный баланс (1100 МДж на 1 м²) свойственен большинству лицензионных участков бассейна (34 шт.), остальные лицензионные участки расположены на территории с меньшим радиационным балансом (1000 МДж/1 м²). В зоне средней температуры воздуха в июле от +16 до +17°C расположено 18 лицензионных участков, в зоне более высокой температуры – выше +17°C расположено 23 лицензионных участка. Меньшая продолжительность устойчивых морозов наблюдается в южной части бассейна, на 24 лицензионных участках и составляет 150-160 дней; в пределах 12 лицензионных участков наблюдается средняя продолжительность устойчивых морозов (160-170 дней), наибольшая для бассейна продолжительность устойчивых

морозов составляет 170-180 дней и наблюдается на 5 лицензионных участках. Повышенная продолжительность периода со средней температурой воздуха выше +10°C наблюдается на большинстве лицензионных участков (25 шт.) и составляет 90-100 дней, на остальных лицензионных участках (16 шт.) показатель понижается до 80-90 дней.

Вынос загрязнителей главным образом происходит благодаря процессам водной миграции, поэтому для прогноза самоочистительного потенциала важен анализ водного и метеорологического режимов. Большинство лицензионных участков бассейна р.Вах расположено в зоне относительно высокого среднего многолетнего годового стока (300 мм) – 28 шт., остальные (13 лицензионных участков) расположены в зоне среднего многолетнего годового стока, равного 250 мм. В зоне среднегодового количества осадков, составляющего 600-650 мм, расположено большинство лицензионных участков – 33 шт., в зоне с количеством осадков более 650 мм расположено 8 лицензионных участков. Наибольший снежный покров (более 160 мм) свойственен 25 лицензионным участкам, показатель снижается в южной части округа и составляет 140-160 мм (на 16 лицензионных участках бассейна).

Геохимически независимые автономные системы имеют большую способность к самоочищению, чем геохимически подчиненные (аккумулятивные). Наиболее выгодное положение в каскадной ландшафтно-геохимической системе занимают лицензионные участки, расположенные на более высоких гипсометрических уровнях (6 лицензионных участков).

Далее нами рассматривались факторы, определяющие возможность и интенсивность закрепления в ландшафтах продуктов техногенеза или их метаболитов.

Потенциал самоочищения ландшафтов от нефти и нефтепродуктов оценивался по следующим факторам: свойства органогенных и минеральных горизонтов почв, рН, окислительно-восстановительные условия, наличие геохимических барьеров.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОЛОГИЯ

На границах почвенных горизонтов отчетливо выражены радиальные (вертикальные) геохимические барьеры. Большое значение для формирования ландшафтно-геохимической структуры и миграции загрязнителей имеют биогеохимические (торфяные) барьеры болотных верховых почв и торфяно-подзолов, на которых происходит накопление многих микроэлементов (Pb, Cu, Mn). Изменение механического состава субстрата на более тяжелый (глинистые прослои) формирует сорбционные литогенные барьеры – кислые альфегумусовые и ферраллитные (в иллювиально-железистых подзолах) или сорбционные кислые восстановительные (в глеевых подзолах). В условиях супераквальных транзитных ландшафтов периодически затапливаемой поймы образуются кислородные барьеры. Широко распространены глеевые барьеры, связанные с глеевыми горизонтами почв.

Латеральные (связанные с боковой миграцией) барьеры выделяются по границам геохимических ландшафтов с контрастными обстановками. Так, на границах болот с дренированными равнинами формируются восстановительные или окислительные типы латеральных барьеров в зависимости от гипсометрического положения болота.

Распределение геохимических барьеров определяет вынос или накопление микроэлементов и иных загрязнителей, в том числе нефти и нефтепродуктов. На кислых окислительных барьерах активно накапливается марганец и молибден, умеренно – никель, хром, ванадий, свинец, мышьяк. На восстановительных глеевых барьерах в кислых переувлажненных почвах накапливается значительная группа элементов в относительно подвижных и потому опасных для живого вещества формах (свинец, хром, никель, кобальт, медь, цинк, кадмий, ртуть) [1]. Широкое распространение болот обуславливает аккумуляцию нефтепродуктов на торфяном барьере.

В целом, почвы с мощным органогенным горизонтом способствуют закреплению и аккумуляции загрязнителей на торфяном геохимическом барьере, а песчаные и супесчаные

подзолы не имеют выраженных геохимических барьеров.

В соответствии с этим потенциал самоочищения ландшафтов от нефти и нефтепродуктов ухудшается в ряду: Верхне-Тазовская ландшафтная провинция возвышенных таежных равнин (северная часть территории нефтедобычи, 4 лицензионных участка) – Ваховско-Тымская ландшафтная провинция расчлененных пологоувалистых равнин средней тайги (южная часть территории нефтедобычи, 6 лицензионных участков) – Ваховская провинция болотных и озерно-болотных низин средней тайги (центральная часть территории нефтедобычи, 31 лицензионный участок).

Помимо этого, нами были проанализированы факторы, характеризующие уровень техногенной нагрузки и степень экологического риска, сопровождающего освоение нефтяных месторождений.

Факторы техногенной нагрузки и экологического риска оценивались по следующим критериям: количество кустовых площадок (шт.), добыча нефти (тыс. тонн), количество аварий (шт.), средний возраст трубопроводного транспорта и продолжительность добычи нефти (лет), площадь нефтезагрязненных земель (га), оборот подтоварных и сеноманских вод и их минерализация (тыс. м³, мг/дм³), плотность нефти (г/см³), обводненность добываемой нефти (%).

Как показала оценка факторов техногенеза, основной объем нефтедобычи сосредоточен на 8 лицензионных участках (Самотлорском, Верхне-Коликъеганском, Вахском, Хохряковском, Советском, Пермьяковском, Узунском и Кошильском), где было добыто более 80% нефти в пределах бассейна р. Вах.

Большинство месторождений имеет длительный срок эксплуатации. На 20 лицензионных участках добыча ведется свыше 20 лет, на 11 лицензионных участках – от 10 до 19 лет, на 10 лицензионных участках – до 10 лет. Средневзвешенная продолжительность эксплуатации трубопроводного транспорта изменяется от 22,96 лет на Кысомском лицензионном участке, до 1,2 года на Сороминском. В целом, на 12

лицензионных участках длительность эксплуатации трубопроводов не превышает 5 лет, на 14 лицензионных участках – от 5 до 10 лет, на 11 лицензионных участках от 10 до 15 лет, на 4 лицензионных участках – от 15 до 23 лет.

В 2012 г. на исследуемой территории произошло 709 аварий, наибольшее количество – на Самотлорском лицензионном участке. Общее количество кустовых площадок – 1096 шт., максимальное количество расположено в пределах Самотлорского лицензионного участка. Площадь нефтезагрязненных земель достигла 284,65 га (наибольший показатель характерен для Хохряковского лицензионного участка).

Нефть, добываемая на исследуемой территории, преимущественно относится к категории легкой (до 0,863 г/см³), лишь на Верхне-Коликъеганском лицензионном участке добывается тяжелая нефть (0,911 г/см³). Соответственно, состоящая из легких фракций нефть способна к относительно быстрому разложению под влиянием микробиологических и фотохимических процессов.

Обводненность извлекаемой нефти, которая сильно влияет на аварийность трубопроводной системы, составляет свыше 90% на 15 лицензионных участках, от 80 до 90% – на 12 лицензионных участках, ниже 70% – на 9 лицензионных участках.

В 2012 г. оборот сеноманской и подтоварной воды составил 412847,82 тыс.м³, наибольший оборот наблюдался на Самотлорском, Хохряковском и Верхне-Коликъеганском лицензионных участках (89%). Минерализация вод находится в пределах 37 г/дм³.

Сопряженный пространственный анализ геохимической устойчивости геосистем (факторов, определяющих интенсивность выноса и рассеяния продуктов техногенеза; факторов, определяющих интенсивность метаболизма продуктов техногенеза; факторов, определяющих возможность и интенсивность закрепления в ландшафтах продуктов техногенеза и их метаболитов) с факторами, характеризующими уровень техногенной нагрузки и степень экологического риска, позволил дифференцировать

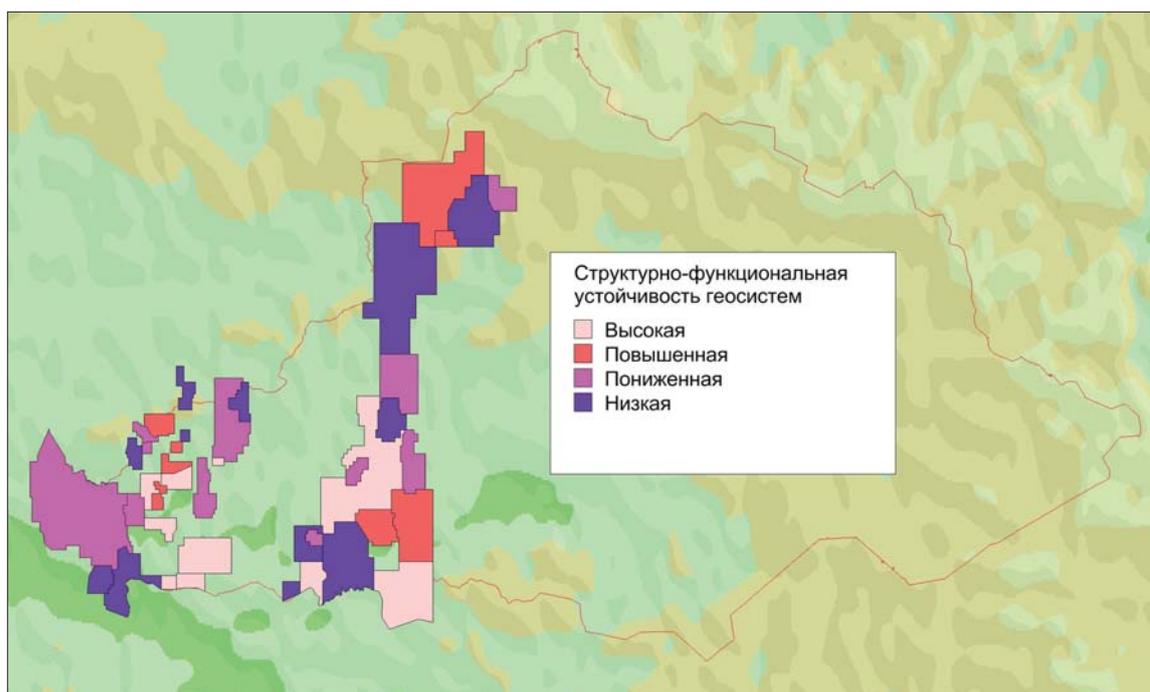


Рис. 1. Структурно-функциональная устойчивость геосистем в пределах лицензионных участков

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОЛОГИЯ

Таблица 1. Характеристика структурно-функциональной устойчивости геосистем

Структурно-функциональная устойчивость геосистем	Список лицензионных участков
Низкая	ВАХСКИЙ ВЕРХНЕ-КОЛИКЪЕГАНСКИЙ ЗАПАДНО-АРИГОЛЬСКИЙ ЛОР-ЕГАНСКИЙ НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НИКОЛЬСКИЙ НОВОМОЛОДЕЖНЫЙ СЕВЕРНЫЙ СЕВЕРО-ХОХРЯКОВСКИЙ СОВЕТСКИЙ ТЮМЕНСКИЙ ХОХРЯКОВСКИЙ
Пониженная	АРИГОЛЬСКИЙ ВАРЫНГСКИЙ ЕРШОВЫЙ ЗАПАДНО-НОВОМОЛОДЕЖНЫЙ КОЛИК-ЕГАНСКИЙ КЫСОМСКИЙ МАЛОСИКТОРСКИЙ МАЛО-ЧЕРНОГОРСКИЙ ПЕРМЯКОВСКИЙ САМОТЛОРСКИЙ (ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ») ТАРХОВСКИЙ
Повышенная	БАХИЛОВСКИЙ ЗАПАДНО-НИКОЛЬСКИЙ КИРСКО-КОТТЫНСКИЙ КОШИЛЬСКИЙ МЫХЛОРСКИЙ СОРОМИНСКИЙ СУСЛИКОВСКИЙ УЗУНСКИЙ
Высокая	ВОСТОЧНО-КОЛИКЪЕГАНСКИЙ ЗАПАДНО-ПЫЛИНСКИЙ ЗАПАДНО-СОРОМИНСКИЙ КУМСКИЙ ЛЮКПАЙСКИЙ МАКСИМКИНСКИЙ РУФЬ-ЕГАНСКИЙ СТРЕЖЕВСКОЙ ТУЛЬЕГАНСКИЙ ФОБОССКИЙ

структурно-функциональную устойчивость геосистем в пределах лицензионных участков на четыре категории (низкая, пониженная, повышенная и высокая), рис. 1, табл. 1.

Выделив наиболее неблагоприятные по структурно-функциональной устойчивости территории, можно сводить к минимуму негативные последствия добычи и транспортировки нефти, благодаря интенсификации проведения на них природоохранных и природовосстановительных мероприятий.

Следовательно, в текущем году, с целью оптимизации природопользования бассейна р. Вах, первоочередному природоохранному финансированию должны подлежать двенадцать лицензионных участков с низким уровнем структурно-функциональной устойчивости геосистем (табл. 1), а также Самотлорский лицензионный участок (ОАО «Самотлорнефтегаз»), который выделен в техногенном ряду миграции вследствие радикального изменения ряда геохимических параметров представительных природных сред [8].

Особое внимание следует уделить обеспечению безопасности и надежности трубопроводных систем Нижневартовского, Новомолодежного и Северо-Хохряковского лицензионных участков с низкой устойчивостью геосистем, где средневзвешенный возраст трубопроводного транспорта превышает 15 лет. На них рекомендуется провести реконструкцию трубопроводного транспорта с применением стали высокого качества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас ХМАО-Югры. Том 2. Природа. Экология. Ханты-Мансийск – Москва. Правительство ХМАО-Югры, ОАО «Научно-производственный центр комплексного мониторинга и кадастра природных ресурсов», Географический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, АНО Экспертно-

аналитический центр по проблемам окружающей среды «Экотерра». 2004. С. 81-127.

2. *Гвоздецкий Н.А., Криволицкий А.Е., Макунина А.А.* Физико-географическое районирование Тюменской области // Природные условия Западной Сибири. Вып. 1. - М.: Изд-во МГУ. 1971. С.145-156.

3. *Глазовская М.А.* Теория геохимии ландшафтов в приложении к изучению техногенных потоков рассеяния и анализу способности природных систем к самоочищению // Техногенные потоки вещества в ландшафтах и состояние экосистем. - М.: Наука. 1981. С.7-41.

4. *Глазовская М.А.* Принципы классификации природных геосистем по устойчивости к техногенезу и прогнозные ландшафтно-геохимическое районирование // Устойчивость геосистем. - М.: Наука, 1983. С.61-78.

5. *Глазовская М.А.* Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР: Учебное пособие для студентов географических специальностей вузов. - М.: Высшая школа. 1988. 328 с.

6. *Козелкова Е.Н.* Природоохранные аспекты управления качеством водных ресурсов в бассейне Средней Оби (на примере бассейна реки Вах). Автореф. дисс. канд. геогр. наук. Астрахань, 2009. 24 с.

7. *Москвина Н.Н., Козин В.В.* Ландшафтное районирование ХМАО. Ханты-Мансийск: ГУИПП «Полиграфист». 2001. 40 с.

8. *Московченко Д.В.* Геохимия ландшафтов севера Западно-Сибирской равнины: структурно-функциональная организация вещества геосистем и проблемы экодиагностики // Диссертация на соискание ученой степени доктора географических наук. Санкт-Петербург. 2010. 391 с.

9. *Нечаева Е.Г.* Ландшафтно-геохимическое районирование Западно-Сибирской равнины // География и природные ресурсы. 1990. № 4. С.77-83.

10. *Нечаева Е.Г.* Природные и техногенные ландшафтно-геохимические преобразования территории Среднего Приобья // География и природные ресурсы. 2004. №3. С. 62-71.

11. *Пиковский Ю.И.* Прогнозное районирование территорий по геоэкологическим рискам добычи и транспортировке нефти (к 30-летию пионерных исследований М.А. Глазовской) / Геохимия ландшафтов и география почв (к 100-летию М.А. Глазовской). Доклады Всероссийской научной конференции. Москва, 4-6 апреля 2012 г. - М.: Географический факультет МГУ. 2012. С. 254-255.

12. *Соромотин А.В.* Техногенная трансформация природных экосистем таежной зоны в процессе нефтегазодобычи (на примере Тюменской области // Автореф. дисс. докт. биол. наук. Тюмень. 2007. 47 с.

ПУБЛИЦИСТИКА

МНОГОЛЕТНЯЯ РАБОТА ЦКР – ДОСТОЙНЫЙ ВКЛАД В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ

И.П. Толстолыткин (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»)

Всесторонне оценить роль ЦКР в области повышения эффективности разработки углеводородных месторождений СССР и России – весьма трудная задача, которую я и не ставлю перед собой в своих кратких заметках. Хочу только поделиться своими впечатлениями, сложившимися от работы этого уникального органа, основанного не на авторитете власти, а на влиянии «власти» авторитета.

С 1994 г. мне посчастливилось принимать участие в пленарных заседаниях комиссии, которые проходили в Центральной геофизической экспедиции на улице Народного Ополчения. При первом посещении меня поразило присутствие в одном месте большого количества ведущих авторитетных высококвалифицированных в области разработки специалистов страны, имена которых были известны по изданным трудам и книгам, среди которых: Э.М. Халимов, С.Н. Закиров, С.А. Жданов, В.Д. Лысенко, М.М. Иванов, Ю.Е. Батулин, Б.Ф. Сазонов, Р.Х. Муслимов, И.П. Васильев, А.Н. Дмитровский, Р.Г. Шагеев и др.

Положительную роль играло участие в составе комиссии ведущих специалистов нефтяных компаний, обычно в ранге главных геологов и начальников управлений разработки, которые являлись носителями конкретной информации по опыту разработки месторождений. К сожалению, в дальнейшем под надуманным предлогом о соблюдении «коммерческой тайны» они были выведены из состава комиссии, что, на наш взгляд, явилось ошибкой.

По существу, заседания ЦКР были высшей школой разработки России, служившей средством расширения кругозора специалистов. В выступлениях проектантов, рецензентов работ

давалась полная картина разработки месторождения. Работа комиссии строилась таким образом, что каждый присутствующий имел право выступать и защищать свою точку зрения. Запоминались деловые глубокие по содержанию выступления: М.М. Ивановой, Р.Х. Муслимова, С.А. Жданова, Б.Т. Баишева, В.Д. Лысенко, С.Н. Закирова, О.П. Иоффе, Э.М. Халимова, Е.В. Лозина, Я.М. Когана, В.Ф. Базива и многих других ученых и специалистов-нефтяников.

Выдающимися событиями становились выступления на ЦКР «сталинского наркома нефтяной промышленности» Николая Константиновича Байбакова, корифея разработки нефтяных месторождений Владимира Николаевича Щелкачева.

Особенно хочется отметить роль фактического (с 1985 г.) руководителя комиссии Николая Николаевича Лисовского, авторитет которого был на очень высоком уровне, базирующимся на блестящей практической работе на промыслах Башкирии и в Министерстве нефтяной промышленности. Каждый рассматриваемый на комиссии вопрос завершался заключительным словом Николая Николаевича, который подводил итоги обсуждения. К нему всегда можно было обратиться с любым вопросом и получить исчерпывающий ответ. Стилем отношения его к людям являлась доброжелательность в сочетании с требовательностью, но без какой-либо грубости. Таким же стилем поведения характеризовался и коллектив аппарата комиссии.

Хорошие деловые отношения сложились у нас с работниками ЦКР: Н.С. Пономаревым, В.З. Лапидусом, П.Ф. Храмовым, Е.К. Макее-

ПУБЛИЦИСТИКА

вой. В беседе со мной Николай Николаевич отметил, что с приходом Н.С. Пономарева в комиссию стало больше порядка и оперативности в работе. Большую пользу приносили организуемые ЦКР конференции и выездные заседания в Альметьевске, Сургуте, Нижневартовске и др. городах.

В дальнейшем дело Н.Н.Лисовского достойно продолжил Валентин Васильевич Шелепов, который, как и Николай Николаевич, имел большой практический опыт разработки нефтяных месторождений, возглавляя в составе «Лукойла» геологическую службу «Когалымнефтегаза» и занимая ответственные посты в Минтопэнерго и Министерстве природных ресурсов. Повховское, Южно-Ягунское, Когалымское, Дружное месторождения до сих пор являются примером грамотного подхода к разработке таких крупных месторождений.

В 1994 г. по инициативе руководства Ханты-Мансийского автономного округа совместным Постановлением Министра МТЭ Ю.К. Шафраника и Главы администрации ХМАО А.В. Филипенко была образована Ханты-Мансийская межведомственная территориальная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, которая работала под методическим руководством ЦКР. В дальнейшем она была преобразована в территориальное отделение ЦКР по ХМАО. Всего за время работы Ханты-Мансийского отделения до 2010 г. было рассмотрено 1309 проектных технологических документов. Активное участие в организации работы территориальной комиссии принимали В.И. Карасев и Г.С. Зайцев. Первым председателем комиссии был назначен Ю.Е. Батулин – высококвалифицированный ученый-нефтяник с широким кругозором, который умело руководил работой комиссии более 8 лет. Затем на место председателя был выдвинут В.Ф. Панов. Ученым секретарем комиссии за все время ее существования был В.А. Туров – опытный, грамотный разработчик, составивший и сопроводивший внедрение нескольких десятков проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений на территории Ханты-

Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. В составе этой комиссии мне довелось работать с начала ее организации до расформирования. Членами нашей комиссии были опытные специалисты-разработчики: Павлов Н.Е., Медведев Н.Я., Юрьев А.Н., Янин А.Н., Гузеев В.В., Андреева Н.Н., Грачев С.И., буровик Шенбергер В.М., специалисты по инфраструктуре: Ахпателов Э.А., Коровин В.А., работники Госгортехнадзора: Ермаков Г.И., Бельтиков В.И., Зубарев Д.И., Андрюков В.Н., геологи: Шпильман В.И., Хафизов Ф.З., работники территориальных органов Минприроды и округа: Рудин В.П., Коркунов В.В. и др.

Таким образом, к вопросам разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры было привлечено внимание многих окружных ветвей власти и территориальных органов федеральных властей, что позволяло комплексно решать назревавшие вопросы.

С 1996 г. в округе проводится мониторинг разработки нефтяных месторождений ХМАО. Благодаря сотрудничеству Правительства округа, территориальных органов федеральных властей с нефтедобывающими компаниями, удалось выйти на достаточную стабильность информационного потока, обеспечивающего реализацию мониторинга разработки. Мониторинг основывается на ежемесячных сведениях по каждой из более 158 тысяч работающих или простаивающих скважин округа, которые позволяют обеспечивать контроль за выполнением проектных решений, анализировать полноту выработки запасов, оценивать ресурсную базу нефтеотдачи, осуществлять прогнозы нефтедобычи на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Ежегодно до 2010 г. недропользователи информировали территориальные органы федеральных властей и органы субъектов федерации о выполнении проектных решений, которые рассматривались на заседании территориального отделения ЦКР по ХМАО. Большинство рекомендаций по совершенствованию разработки месторождений принималось недропользователями на доверительной осно-

ПУБЛИЦИСТИКА

ве, что во многих случаях избавляло их от применения мер правоохранительных органов. В случае принципиальных разногласий вопросы решались на заседаниях территориальной лицензионной комиссии. Так был организован в округе контроль за выполнением недропользователями проектных показателей разработки, предусмотренных в технологических документах. Применяемые территориальным отделением решения были направлены на воплощение в жизнь принципов, выдвигаемых ЦКР и ее руководителем Н.Н. Лисовским, по рациональному использованию разведанных запасов углеводородов путем уплотнения действующих скважин, использования современных технологий разработки, увеличения объемов применения методов увеличения нефтеотдачи. Это достигалось работой недропользователей с простаивающим фондом эксплуатационных скважин, широким применением гидроразрывов пластов, бурением боковых стволов, горизонтальных и уплотняющих скважин, позволяющих расширить объем дренируемых запасов. Николай Николаевич Лисовский неоднократно отмечал положительные результаты, полученные «Юганскнефтегазом» с помощью ГРП на Приобском и Мало-Балыкском месторождениях, «Сургутнефтегазом» от бурения горизонтальных скважин на Федоровском месторождении и при разработке Самотлорского «рябчика» Тюменской нефтяной компанией. В целом по Ханты-Мансийскому округу за период с 1999 по 2008 г. прирост добычи нефти составил 110 млн т, в чем немалая заслуга ЦКР и ее территориального отделения.

С 2008 г. рост годовой добычи нефти прекратился, но прекратился он при достижении годовой добычи 278 млн т, при этом нефтяные компании наращивают инвестиции в разработку месторождений Югры. За период 2005-2011 гг. объемы эксплуатационного бурения выросли в полтора раза с 7,4 млн м до 12,9 млн м, фонд действующих эксплуатационных скважин увеличился на 20 тыс. скважин с 73,5 тыс до 93,5 тыс. Но даже с учетом такого стремительного роста объемов бурения, ввода новых запасов в разработку добыча нефти неуклонно

снижается, что связано с качеством вводимых запасов. Эпоха «легкой нефти» заканчивается и объектами добычи в округе становятся трудноизвлекаемые запасы. Единого определения трудноизвлекаемых запасов нефти не существует. В Распоряжении Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. №700-р к запасам трудноизвлекаемой нефти отнесены коллекторы с проницаемостью от 0 до $2 \cdot 10^{-3}$ включительно и проекты по добыче сверхвязкой нефти с вязкостью в пластовых условиях более 10 000 мПа*с.

Считаем, что к трудноизвлекаемым запасам следует отнести также подгазовые, водонефтяные, высокообводненные, низкодебитные, высоковыработанные залежи. Кроме того в условиях Югры к трудноизвлекаемым запасам относятся залежи баженовско-абалакского комплекса.

Тенденция ежегодного снижения добычи нефти в округе требует принятия действенных мер по стабилизации добычи. Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и МУН, используемые в ХМАО, исчерпали свои возможности для роста добычи. Решение проблемы повышения эффективности разработки состоит в создании новых технологий нефтедобычи, которые должны базироваться на глубоких фундаментальных исследованиях.

Сложившееся в нефтедобыче Югры положение может быть улучшено только путем инновационного развития отрасли. Инновации являются одним из средств, которые можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин. Это подразумевает серьезное научное сопровождение разработки, глубокое изучение керна и пластовых флюидов.

В последние годы нефтяные компании увеличили объемы НИР по тематике технологий разработки. Однако фундаментальные академические исследования в этой области недостаточны. В настоящее время невозможно создание инновационных технологий без изучения тонкой поровой структуры горной породы от нанометров до микрометров,

ПУБЛИЦИСТИКА

определения энергетической структуры начальных и текущих запасов нефти, изучения взаимодействия пластовых флюидов с горной породой, моделирования процессов нелинейной фильтрации с использованием законов молекулярно-кинетической теории, использования воздействия на продуктивные пласты различных физических полей.

Инновационные «прорывные» технологии должны обладать высокой наукоемкостью и давать ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте извлекаемых запасов. К таким технологиям относится термогазовое воздействие, внедрение которого производится ОАО «РИТЭК» на Средне-Назымской площади применительно к коллекторам баженовской свиты.

Комплексом лабораторных экспериментов подтверждена эффективность резонансно-волновой технологии с применением низкочастотного акустического воздействия.

Представляет большой интерес применение дилатансионных технологий, в свое время успешно опробованных с участием украинских специалистов на нефтеюганских промыслах, а также на месторождениях «ЛУКойл Калининград Морнефть» и Казахстана.

Подготовлена к промышленному опробованию разработанная сотрудниками ООО «Реагент» и СибНИИ НП технология выработки обводненных запасов нефти с использованием пенного режима фильтрации углеводородов (ПРФУ) в пласте. ПРФУ представляет собой диалектическое сочетание режима растворенного газа, регулируемого режима поддержания пластового давления и форсированного режима работы добывающих скважин. Эффективность данной технологии разработки определяется структурой запасов и созданным полем

давлений. Предварительное опробование технологии производилось на Варынгском месторождении.

Большой эффект может быть получен от комбинированной закачки ПАВ и полимеров, при условии широкого охвата фонда скважин этими методами, о чем говорит их успешное применение на месторождении Дацин в Китае.

Существует и целый ряд других эффективных технологий, однако, недропользователи с большой осторожностью относятся к опробованию новинок, а в проектные документы закладываются очень малые объемы применения МУН.

На наш взгляд, одной из важнейших задач ЦКР является всемерная поддержка опробования и внедрения новейших технологий разработки, методов увеличения нефтеотдачи, анализа и обобщения инноваций, применяемых нефтяными компаниями России, т.к. кроме ЦКР это делать некому.

Рост добычи нефти на месторождениях Югры возможен только на базе прироста значительных «свежих» запасов. Однако применение инновационных технологий позволит значительно уменьшить темп снижения добычи, чему во многом должны способствовать проектные технологические документы, содержащие применение новых технологий в существенных объемах.

Стратегия решения проблемы повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Югры состоит в том, что пришло время осознать и принять науку с ее инновациями в качестве прямой производственной структуры в системе добычи нефти. Имеются все предпосылки, что Югра еще многие годы будет передовым районом в России по добыче нефти.

ПУБЛИЦИСТИКА

ОДА АТОМОХОДУ «АРКТИКА»

В.И. Колюхов

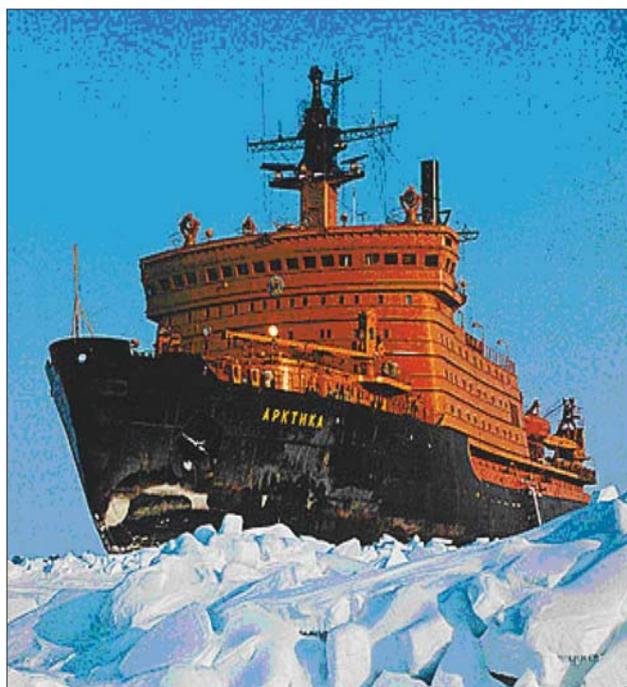
В 2012 году Россия отметила 35-летие покорения Северного полюса. Поход атомного ледокола к полюсу нашей планеты стал важнейшим событием в истории исследования и освоения Арктики. Если посмотреть на карту Северного Ледовитого океана (СЛО), то видно, что наиболее коротким путем с запада на восток будет не прибрежный вариант трассы – Северный морской путь (СМП), а путь, проложенный через центральную часть Арктического бассейна. Этот поход показал, что более экономичный высокоширотный вариант дороги – дело ближайшего будущего.

Совсем недавно, что мы знали об Арктике, кроме того, что там очень холодно? Человек по природе своей и мыслитель, и романтик. Какая-то внутренняя сила движет его помыслами познать все больше, а что там за горизонтом, за теми магическими далями!

Они были первыми

Первым целенаправленно на заре полярного плавания «заглянул» за горизонт английский мореплаватель Генри Гудзон в 1607 г. Ему было предложено пройти через Северный полюс (СП) в Тихий океан и затем до Японии. Но льды далее широты $80^{\circ}23'$ его не пустили. На берегу залива, который теперь называется Гудзоновым, он трагически погиб.

Наш М.В. Ломоносов был инициатором первой попытки плавания русских судов через СП в Тихий океан. При этом он научно обосновал возможность морского пути через высокие широты. 14 мая 1764 г. был издан правительством указ, в котором предписывалось «учинить поиск морского проходу Северным океаном в Камчатку и далее». Начальником экспедиции был назначен В.Я. Чичагов. Не-



проходимые льды на широте $80^{\circ}30'$ заставили моряков повернуть обратно. Предположение Ломоносова о дрейфе льда с востока на запад подтвердилось.

Далее одна за другой последовали экспедиции голландцев, французов, американцев и др. Из них наиболее ярким событием был поход Фритьофа Нансена. Как истинный ученый, он считал главной целью не достижение СП, а исследования «большой неизвестной части земного шара, окружающей полюс». Судно «Фрам» (по-норвежски «Вперед») было построено специально для дрейфа. Обводы корпуса в разрезе напоминали кокосовый орех, чтобы льды не могли раздавить судно, а при сжатии выжимали бы его наверх. Упомянутым течением он решил воспользоваться, вморозив в лед свое судно севернее Новосибирских островов, чтобы продрейфовать с ним

ПУБЛИЦИСТИКА

через центральную часть Арктического бассейна к Гренландии. 22 сентября 1893 г. началось движение «Фрама» не в активном, а в пассивном плавании вместе с дрейфующими льдами. Нансен и его экипаж вели метеорологические и гидрологические наблюдения. За год судно продвинулось до широты $81^{\circ}53'$ на меридиане западной части моря Лаптевых. Под холодными поверхностными водами была обнаружена относительно теплая прослойка вод атлантического происхождения, установлены основные закономерности дрейфа льдов. Перед второй зимовкой, поняв, что далее путь судна будет значительно южнее, Нансен с товарищем решили идти к СП пешком. 7 апреля 1895 г. путники добрались до $86^{\circ}14'$ с.ш., 95° в.д. Так далеко на север еще никто из людей не добирался. Из-за трудностей тяжелой дороги пришлось повернуть на юг, к Земле Франца-Иосифа, где оба норвежца провели свою третью зимовку. С наступлением весны их подобрало английское судно. Весь мир рукоплескал отважному Нансену.

К полюсу «Напролом»

Переломным моментом в истории арктического плавания явилось создание нового типа судна – ледокола. Инициатором его был адмирал С.О. Макаров. В июне 1897 г. он предложил с помощью ледокола пройти «напролом» к СП. Такой свой корабль под названием «Ермак» в июне 1899 г. он повел в первое пробное плавание в район Шпицбергена, но пробоина в корпусе не позволила подняться выше широты $78^{\circ}30'$. После его ремонта адмирал вновь отправился в путь, но и на этот раз снова неудачно по той же причине. Конечной точкой похода стала широта $81^{\circ}28'$.

Здесь нельзя не остановиться на проекте Д.И. Менделеева (1901 г.). Он активно поддерживал проект Макарова в создании мощных ледоколов, но не соглашался с его подходом – напролом. Дмитрий Иванович предложил в процессе плавания изучать околополюсное пространство в части состояния льда и прохода, в случае возможности, до Берингова пролива. С целью сокращения команды он предлагал

переоборудовать котлы с угля на нефть, а также широко использовать взрывчатые вещества для создания проходов во льду. Экспедицию он просил снарядить под его руководством. Но, увы!

Новая эра в исследовании Арктики

Знаменательным для советских полярных исследователей стал 1932 г., когда состоялось сквозное плавание СМП с запада на восток в одну навигацию ледокольного парохода «Сибиряков» под руководством О.Ю. Шмидта. Этот план первого в истории высокоширотного плавания в обход Северной Земли был успешно выполнен. Тем самым была осуществлена четырехвековая мечта отважных северных мореходов. Следующая экспедиция была организована на ледокольном пароходе «Садко» во главе с Г.А. Ушаковым. Предусматривалось изучение пограничной зоны между арктическими морями, расположенными на материковой отмели, и глубоководной частью Арктического бассейна с целью определения возможности прохода судов с запада на восток. 8 июля 1935 г. судно обогнуло с севера Шпицберген, затем пришлось повернуть к Новой Земле, а далее удалось пройти к восточным берегам Земли Франца-Иосифа. Продвигаясь далее на север, «Садко» достиг точки $82^{\circ}41'$ с.ш. 87° в.д. Много успешнее была третья в/ш экспедиция на том же пароходе «Садко» во главе с Р.Л. Самойловичем (1937 г.). Научные результаты ее были значительными. В ходе плавания был собран интересный материал по океанологии, геофизике, подтверждено проникновение теплых атлантических вод на севере моря Лаптевых, определена естественная его северная граница. Экспедиция не обнаружила никаких признаков загадочной Земли Санникова (была и такая задача).

Важную роль в изучении Арктики сыграл ледокольный пароход «Георгий Седов», который из-за того, что в море Лаптевых он вмерз во льды (повреждение рулевого управления), решили использовать его в научных целях, превратив судно в дрейфующую обсерваторию во главе с В.Х. Буйницким. Самостоятельное дви-

ПУБЛИЦИСТИКА

жение судна началось 31 августа 1938 г. и ровно через год «Седов» достиг $86^{\circ}40'$ с.ш. После этого его движение стало южным в направлении пролива между Гренландией и Шпицбергенем.

Активные в/ш плавания с научными целями были возобновлены в послевоенные годы. В осенний период 1955 г. к северу от Земли Франца-Иосифа работала экспедиция на ледорезе «Ф. Литке», в точке $82^{\circ}23'$ с.ш., $19^{\circ}31'$ в.д. измерена в СЛО глубина, равная 5449 м. Через два года такая же экспедиция на судне «Лена» изучала северные районы Гренландского моря даже в конце зимы.

В июне 1956 г. такая же экспедиция на дизель-электроходе «Обь» исследовала высокие просторы Гренландского моря. На следующий год подобное судно «Лена» проникло на север этого моря на широты до $83^{\circ}21'$. Плавания советских судов в высоких широтах с научными целями стали регулярными.

Первые в мире ледоколы на атомном топливе

Знаменательным событием в мировом судостроении явилась постройка в 1959 году на Балтийском заводе в Ленинграде атомхода «Ленин». Он сразу же стал флагманом морских транспортных операций на Северном морском пути. В сентябре 1961 г. он начал форсировать

многолетние льды в Восточно-Сибирском море, на одной из крупных льдин состоялась высадка на лед новой дрейфующей станции «Северный полюс-10». Обратный путь проходил вдоль южной кромки льдов, где еще никогда не совершались свободные плавания судов. 22 ноября атомход, пройдя во льдах более 2200 миль, возвратился в Мурманск. После его успешного рейса ученые Арктического института подняли вопрос о дальнейшем изучении проблемы в/ш плаваний с вступлением в строй атомного ледокола второго поколения «Арктика» (1974). Этот корабль длиной 150 м имел высокие борта, четыре палубы и пятирусную надстройку, осадку 11 м, корпус был выполнен из высокопрочной стали. Мощность ядерного реактора составляла 75000 л.с. На судне базировался вертолет. Управление энергетической установкой велось автоматически. В средней части ледокола имела шахта, через которую можно было опускать приборы в глубины океана.

9 августа 1977 г. ледокол под командой капитана Юрия Кучиева вышел из Мурманска в направлении к северной оконечности острова Новая Земля, далее через Карское море до рекомендованной институтом стартовой точки $80^{\circ}31'$ с.ш., 130° в.д. в море Лаптевых и затем прямо на север (рис. 1). На этом же рисунке показаны предельные точки попыток достижения СП разными экспедициями. Итак, до СП 600 миль (в каждом географическом градусе содержится 60 миль). Но что ждало там людей впереди: Terra incognita — неведомая земля? Наверное, небезынтересно будет и читателям, как бы незримо, находясь в то время на корабле, видеть, как менялся ледовый пейзаж, как качественно и количественно характеризовались различные природные условия, малознакомые большинству людей.

Свое движение от данной точки ледокол начал 14 августа утром в условиях разреженного льда, но на подходе к 81-й параллели сплоченность дрейфующего льда возросла до максимальной, как и подобает статуту Ледовитого океана. Лед океана — это не лед арктических морей: здесь преобладает многолетний лед, льды достигают своей предельной толщины



Покорение Арктики полярными экспедициями

ПУБЛИЦИСТИКА

— 3-4 м. Большинство из нас, наверное, полагают, что ледяной покров представляет собой сплошной «блин». На самом деле он состоит из отдельных ледяных полей разного размера и толщины. Выделяются гигантские поля, имеющие в поперечнике более 10 км, обширные — размерами от 2 до 10 км, большие — от 0,5 до 2 км и обломки от 0,1 до 0,5 км. Степень покрытия поверхности моря льдом выражается в баллах (один балл соответствует 10% покрытия льдами площади некоторой однородной зоны). В Центральной Арктике сплоченность обычно составляет 9-10 баллов, редко на 10% поверхности имеется чистая вода в виде разводий, трещин.

Вроде невелика премудрость, но представьте, как трудно сделать это с борта вертолета, который летит на высоте 300 м надо льдами со скоростью 200 км/час: ведь за одну минуту перед взором проходит более 3 км расстояния. Тут только успевай рассмотреть и фиксировать. Опытный ледовый наблюдатель, или, как он официально называется, — гидролог ледовой разведки, различает много характеристик того или иного покрова, в то время как для несведущего человека это все — просто лед. И еще — наибольшую трудность представляет визуальное определение толщины данного покрова. Здесь имеется небольшая хитрость: устанавливают не толщину, а возраст льда. Исходят из того, что чем старше лед, тем раньше он образовался и тем самым он должен быть толще. Так, «молодой» вид льда (10-30 см), когда сквозь него просматривается чернота воды, которая тем меньше, чем толще лед. При толщине свыше 30 см лед кажется совсем белым (30-70), однолетний средний (70-120). Старые льды, двухлетние и многолетние, точная их фиксация доступна только асам ледовой разведки.

За 82-й и 83-й параллелью отмечается устойчивое преобладание сплоченных однолетних льдов большой разрушенности. Атомход идет легко, кажется, ему не составляет труда давить и раздвигать эти льды.

Но вблизи 84-й судно попало в зону сильно торосистого льда. Торосистость — основной ледовый фактор, препятствующий движению

судов. Этот показатель тоже оценивается по пятибалльной шкале. Наибольшее его значение доходит до 4-5 баллов. Даже такой гигант, как «Арктика», снизил скорость движения. Ледяные поля находятся в непрерывном движении — дрейфе и вращении. Ветры и течения сталкивают льды, эти поля напозают друг на друга, крошат их и нагромождают в торосы. Они располагаются беспорядочно или грядами большой протяженности. После пересечения 84-й параллели в воздух поднимается вертолет. С высоты 300-500 м обзор увеличивается до 30-40 миль и при хорошей погоде видны все хитросплетения лабиринта трещин, каналов, разводий. Помимо визуальной оценки гидролог имеет возможность инструментально измерить толщину льда с помощью видеоимпульсного измерителя. Все эти сведения важны для выбора наиболее благоприятного пути. С борта вертолета сообщили, что впереди отличная дорога шириной до 5 миль: лед однолетний, незначительной торосистости и средней разрушенности. Ледокол перешел на полную мощность работы.

Некоторая задержка в движении возникла в районе 86-й параллели — увеличилось количество многолетних льдов и проявилось коварство старых торосистых гряд: сверху обычные неровности рельефа, зато внизу погружены в воду на несколько метров до монолита смерзшейся глыбы льда. Когда ледокол поднимается на широкую гряду торосов, которая не проламывается под его тяжестью, он останавливается, затем следует команда: Полный назад! Винты так мощно гонят воду вперед, что она захлестывается на лед, ледокол содрогается всей массой, но не сразу начинает двигаться, лишь чуть позже нехотя пятится. Затем снова... Вперед!

Перед 87-й параллелью следующая остановка: многолетний лед, толщина 2,5-3 м, большие поля которого сплочены до 9-10 баллов. Это уже лед Канадского сектора Арктики, торосистость покрова небольшая. Между тем по данным ледовой разведки между двумя обширными зонами многолетнего льда выявлен проход однолетнего льда, а самое главное — в

ПУБЛИЦИСТИКА

этом льду есть трещины, вытянутые в меридиональном направлении. Скорость корабля в зоне этих трещин возросла. Ледокол осторожно продвигается по этому коридору. Слева и справа – сплошной без видимых разрывов покров, который производил грозное впечатление. Хорошо развитая всхолмленность выдавала скрытую силу мощных торосистых гряд.

В 37 милях от СП ледовая стихия, как бы спохватившись, ввела в бой свою «гвардию». Атомоходу противостояли сплошные, сплоченные до 10 баллов, мощные многолетние льды с толщинами до 3-4 м. К ним присоединилась и погода: видимость резко уменьшилась, облака чуть ли не вплотную приблизились к ледяной поверхности. Время от времени корабль оставался. Удар за ударом – идем, медленно, но идем вперед.

Наконец, 17 августа в 04 часа «Арктика» вошла в точку с широтой 90°! Меридианы сходятся в этой точке лишь на глобусе. Вокруг же – белое безмолвие. Погода, словно поняв свое бессилие перед упорством моряков, выдала: маловетрие, температура воздуха около нуля. Даже не верится, что здесь такая теплынь. Впервые на СП не единицы, а сразу 207 человек. В торжественной обстановке на дно океана на глубину 4033 м была опущена памятная металлическая плита с надписью: «СССР, 60 лет Октября, а/л Арктика. Широта 90°N, 1977 г.»

Далее только один курс – на юг! Путь от СП оказался труднее: времени было затрачено

на 20% больше, чем при движении к нему. Сказалось большее количество обширных ледяных полей, сжатых льдов.

22 августа ледокол в сопровождении чаек – морских белокрылых скитальцев – возвратился в Мурманск. За 13 суток плавания «Арктика» прошла 3824 мили, из них более трети – во льдах. На участников экспедиции обрушился бурный поток поздравлений. Они шли отовсюду. «Достижение ледоколом впервые... всю историю мореплавания СП представляет собой замечательную победу советской науки» – гласил текст телеграммы Ричарда Лоуса, директора Британского института исследований Арктики и др.

Поход атомного ледокола к СП стал событием исторического значения в истории исследования и освоения Арктики. От угольного топлива до ядерного горючего, от кочегаров до физиков – таковы этапы большого пути. Орден Октябрьской Революции был награжден и сам ледокол. Атомоход-ветеран (стаж 33 года) должен избежать участи своей утилизации. Слава первооткрывателя никогда не стареет! Это должен быть памятник всем тем, кому удалось дойти, увидеть то, что еще никто не видел.

Но понять и оценить во всей полноте и значимости первое в мире высокоширотное плавание атомного ледокола в дрейфующих льдах Северного Ледовитого океана с достижением Северного полюса еще не пришло время.

