Вестник недропользователя

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

№ 27 2015 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

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

4-11 *Волков В.А., Гончарова В.Н.* Об истории тектонического развития территории Фроловской мегавпадины

12-17 *Кузнецов И.М.* Оценка достоверности прогноза ловушек различных типов

18-27 *Алейникова Е.А., Шутов М.С.* Автоматическая классификация контуров современных структур при палеотектоническом анализе

28-38 *Клопов А.Л., Ларина М.В.* Надежность дистанционного нефтепрогнозирования земель нераспределенного фонда недр ХМАО – Югры

Разработка и добыча

39-48 *Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Коровин К.В.* Развитие нефтяной отрасли Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в современных условиях

49-52 *Коровин К.В., Печёрин Т.Н.* Обоснование необходимости максимального охвата нагнетательного фонда при осуществлении физико-химического воздействия на пласт

Экология

53-59 *Алфимова Е.В., Пуртов В.А., Алешин С.А.* Мониторинг факельных установок по данным дистанционого зондирования земли на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

60-65 *Ремень Н.С., Пуртов В.А., Алёшин С.А.* Мониторинг добычи общераспространённых полезных ископаемых по данным дистанционного зондирования Земли на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

66-75 *Селиванова Д.А., Московченко Д.В., Гончарова И.Н., Крюк Е.Н.* Особенности латеральной дифференциации элементов в почвах восточного склона Северного Урала

Публицистика

76-82 *Конюхов В.И., Рыльков А.В.* «Сырьевое проклятие» и диверсификация экономики

Мемуары

83-87 *Волков А.М.* У истоков

88-97 *Волков А.М.* Математическое ожидание

ОБ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ ФРОЛОВСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

В.А. Волков, В.Н. Гончарова
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Фроловская мегавпадина, занимающая значительную территорию в центральной части Западно-Сибирской плиты, является относительно молодой, постнеокомской структурой. Докажем это утверждение.

Общий тренд тектонических процессов в Западной Сибири в послетриасовое время, до олигоценового подъема территории – неравномерное как в плане, так и во времени погружение. В плане – некоторые территории отставали от общего (среднего) темпа прогибания, некоторые опережали его. Во времени: переменная скорость прогибания, иногда замедление вплоть до перерывов. Например, Ф.Г. Гурари [4] отмечал осушение значительной части региона в позднем оксфорде – раннем кимеридже. Специалисты ВНИГРИ [5,6] считают, что нижневолжские отложения, как правило, отсутствуют, и баженовская свита залегает на породах нижнего кимериджа или оксфорда, т.е. накоплению баженовской свиты предшествовал региональный перерыв. Для анализа толщин важен также уровень компенсированности прогибания. Известно, в частности, что накопление баженовских отложений происходило в условиях некомпенсированного прогибания. Многие из этих вопросов дискуссионны.

На рис. 1 приведены палеоструктурные карты поверхности доюрского основания на различные моменты геологического времени.

В начале юрского периода (J_1p – J_1t_1, т.к. геттанг – синемюрские отложения не установлены) обширные территории Внешнего пояса Западно-Сибирской плиты представляли собой возвышенную сушу с расчлененным рельефом и являлись областями денудации. Области повсеместного осадконакопления располагались северо-восточнее охваченной картированием территории. В центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП) основные структурные элементы – Александровский мегавал, Нижневартовский, Сургутский и Красноленинский своды, Шаимский, Турсунский, Салымский и Верхнесалымский мегавалы также являлись областями денудации. В тогурское время толщины осадков более 50 м накапливались в Юганской и Нюрольской мегавпадинах, Тундринской и Вынглорской котловинах, в Шеркалинском мегапрогибе, на Северо-Вартовской и Северо-Сургутской мегатеррасах, на юго-востоке и на севере ЗС НГП. Сургутский и Нижневартовский своды разделялись довольно широкой долиной, в пониженных частях которой накопилось до 150 м осадков. Долина значительно шире обычно выделяемого Ярсомовского прогиба. Сургутский свод отделялся такой же долиной и на западе от примыкавшей к Красноленинскому своду кольцеобразной возвышенности. На склонах всех перечисленных и других возвышенных структурных элементов накапливались осадки небольшой мощности, от 0 до 50 м.

Возвышенность, расположенную между Красноленинским и Сургутским сводами, в работах [1, 3] предлагалось назвать Югорским сводом. Ранее на ее территории выделялись разными авторами Нялинский и Ляминский своды меньшего размера. В принципе, ее можно также считать восточной погруженной частью Красноленинского свода.

В период накопления отложений пласта $Ю_{10}$ и радомской пачки (J_1t – J_2a_1) области аккумуляции расширились в соответствии с про-

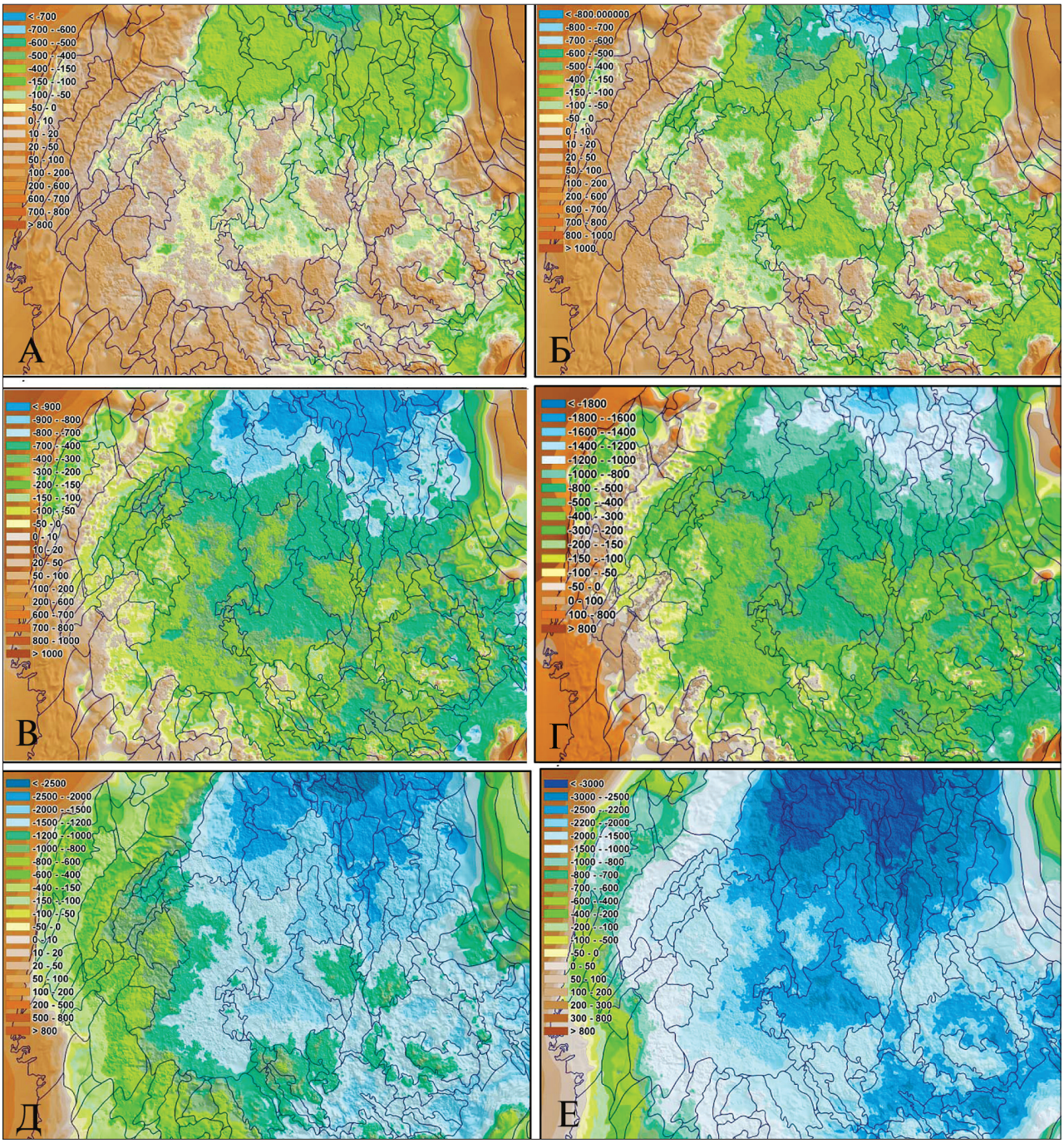

Рис. 1. Палеоструктурные карты поверхности доюрского основания, м: а) – на тогурское время; б) – на радомское время; в) – на тюменское время; г) – на баженовское время; д) – на раннеалымское время; е) – на кузнецовское время. Границы тектонических элементов показаны по Тектонической карте, ред. В.И. Шпильман и др., 1998. Положительные значения на картах относятся к областям денудации, их величины условны

должающимся общим погружением фундамента провинции. Скорость осадконакопления зависит от многих факторов и, в первую очередь, от скорости погружения территории и интенсивности привноса осадков. Карты темпов накопления осадков в разные периоды геологического времени приведены на рис. 2. На участках территории, примыкающих к денудируемым выступам фундамента темп накопления в тоаре – раннем аалене составлял 0-10 м/млн лет (т.е. 0-10 Б – единиц Бубнова), в Юганской мегавпадине, Вынглорской котловине и Ярсомовском прогибе 15-30 Б и закономерно увеличивался в северном направлении до 50 и более Б.

К концу средней юры денудации подвергались только наиболее возвышенные выступы фундамента по периферии ЗС НГП: Висимско-Хашгортская гряда, Турсунский, Шаимский и Тобольский мегавалы, отдельные выступы на Красноленинском и Каймысовском сводах (рис. 1в). Остальная территория являлась областью аккумуляции. На палеоструктурной карте доюрского основания на конец средней юры хорошо выделяется Среднеобская антеклиза, объединяющая с востока на запад Александровский мегавал, Нижневартовский, Сургутский, Югорский, Красноленинский своды и упирающаяся на западе в Шаимский мегавал. Сургутский свод по-прежнему отделяется от соседних однопорядковых структурных элементов долинами с повышенными толщинами накопившихся осадков. Скорость их накопления в средней юре (рис. 2б) на большей части Среднеобской антеклизы составляла 15-20 Б. На Красноленинском своде, Шаимском мегавале и приподнятых участках остальных структур средняя скорость осадконакопления снижалась до 10-15 и даже до 0-5 Б. Только в цепочке палеовпадин, обрамляющих с запада и юга Сургутский, Нижневартовский своды и Александровский мегавал темп осадконакопления увеличивался до 20-25 Б. Севернее Среднеобской антеклизы и на крайнем юго-востоке провинции он также возрастал, причем в районе Уренгойского мегавала до 40-60 Б.

К началу отложения осадков баженовской свиты общая конфигурация крупных структурных элементов на палеоповерхности доюрского основания не поменялась (рис. 1г). Скорость накопления осадков в этот период (J_3o – J_3 km) была низкой: в западной части территории 0-2 Б, от меридиана середины Сургутского свода на восток 3-4 Б и только в северо-восточной части территории до 10-13 Б. Очевидно, что в поздней юре произошла некоторая смена регионального наклона территории и появился северо-восточный источник сноса осадков (рис. 2в).

К началу апта дифференциация палеоструктурной поверхности (рис.1д) значительно усилилась: перепад глубин между Красноленинским сводом и Уренгойским мегавалом достиг 3000 м против 1800 м в начале волжского века. Темп осадконакопления значительно ускорился, начиная с восточной половины Фроловской мегавпадины до восточного борта Западно-Сибирской плиты (за исключением части Нижневартовского свода и части Александровского мегавала) скорость осадконакопления превышала 30 Б (рис. 2г).

В апт-альб-сеноманское время усилилось прогибание юго-восточной части ЗСН и ее центральной части от Красноленинского свода до Уренгойско-Колтогорского прогиба (рис. 1е). В это время началось, по нашему мнению, заложение Фроловской мегавпадины – в ее пределах, а также на располагающихся севернее Западно-Ярудейской и Надымской мегавпадинах скорость осадконакопления превышала 35 Б (рис. 2д). Ее окончательное оформление произошло уже в постсеноманское время – на территории Фроловской мегавпадины на протяжении 90 млн лет средняя скорость накопления осадков была выше, чем на Красноленинском и Сургутском сводах (рис. 2е). Заметим кстати, что Уренгойско-Колтогорский мегапрогиб отчетливо проявляется на картах скорости осадконакопления только в постнеокомское, даже в постсеноманское время, а в неокоме – только в северной части. Напротив, Ярсомовский прогиб хорошо выражен во всех рассмотренных интервалах геологического времени.

Таким образом, Фроловская мегавпадина является наложенной впадиной, сформи-

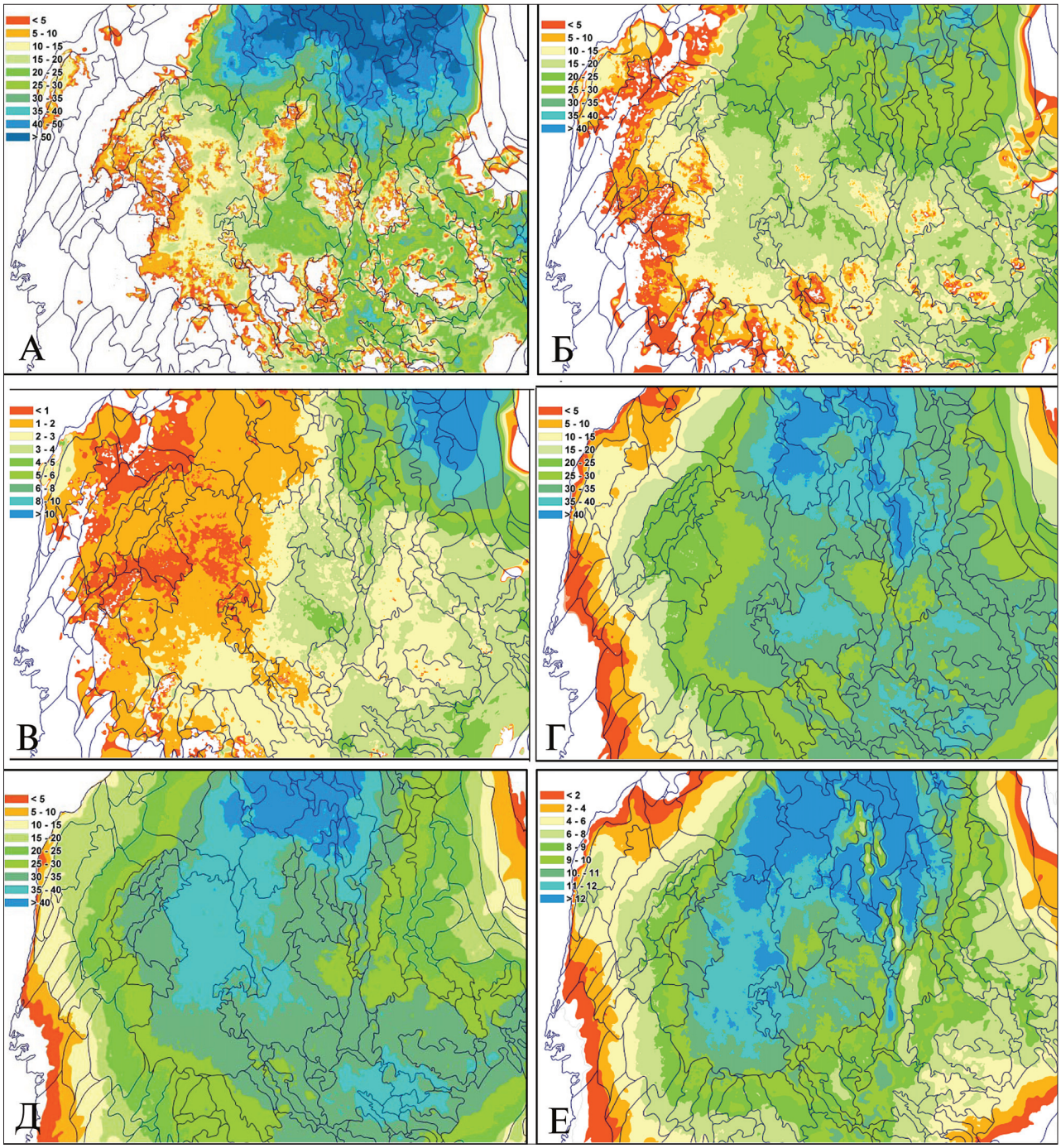

Рис. 2. Карты темпов накопления осадков в различные периоды геологического времени, м/млн лет: а – в нижней юре; б – в средней юре; в – в поздней юре; г – в неокоме; д – в сеномане; е – в постсеномане

ровавшейся в постнеокоме на относительно приподнятой части Среднеобской антеклизы. Не имеет значения название этой относительно возвышенной части – Югорский, Ляминский, Нялинский свод, восточная погруженная часть Красноленинского свода. Важно, что позднеюрско-раннемеловые битуминозные осадки баженовской и тутлеймской свит отлагались в этом районе на относительно возвышенные участки, отстававшие в темпе прогибания от смежных территорий Тундринской и Вынглорской котловин. В неокоме эта тенденция сохранилась, над битуминозными отложениями накопились осадки толщиной 700-900 м.

Смена тектонического режима в апт-альбсеномане, повлекшая ускорение прогибания этой относительно возвышенной части территории, должна была интенсифицировать процессы развития дизъюнктивных нарушений и гидротермальные процессы, возможно, усилить тепловой поток, что наложило отпечаток на процессы литификации и катагенеза баженовских (нижнетутлеймских) осадков. **Возможно, именно указанными причинами объясняется (по крайней мере, отчасти) естественная продуктивность баженовско-абалакских отложений в этом районе.**

На рис. 3 приведены результаты выделения структур разных порядков на поверхности доюрского основания. Для выделения структур определенного порядка (характеризуемого размерами и площадью структуры) карта доюрского основания подвергалась фильтрации методом скользящего среднего, причем размер окна, в пределах которого осуществлялось осреднение поверхности, выбирался как квадратный корень из минимального значения интервала площадей структур соответствующего порядка. Порядки структур определялись по классификации В.А. Конторовича с соавторами [2].

На рис. 3а изображены результаты выделения надпорядковых структур: на фоне общего прогибания основания чехла ЗСН по внешнему ее обрамлению проявляются положительные надпорядковые структуры, расположенные преимущественно в пределах внешнего пояса плиты. По центру прогнутой чаши располагаются надпорядковые структуры, включающие Шаимский мегавал, Красноленинский, Югорский, Сургутский (простирающийся далеко на север), Нижневартовский своды, Александровский, Средневасюганский, Пылькараминский, Пудинский, Парабельский и Пайдугинский мегавалы. Вторая субширотная положительная структура – Мессояхская гряда.

Среди положительных структур нулевого порядка (рис. 3а) в центральной части провинции обособляются: Сургутский свод, продолжающийся до Губкинского вала, Русско-Часельская гряда, объединенная структура Каймысовский свод – Демьянский и Пологрудовский мегавалы. Из отрицательных структур выделяются – Юганская, Западно-Ярудейская-Надымская, Ляпинская, Нерутинская, Большехетская, Усть-Тымская мегавпадины.

На карте структур I порядка в области проекта и вблизи нее выделяются (рис. 3б) следующие объекты. Положительные: Висимско-Хашгортская гряда, Шаимский мегавал, Сургутский свод (от Усть-Балыкского вала до Ямсовейского мегавала), Нижневартовский свод, Александровский и Средневасюганский мегавалы. Каменная вершина Красноленинского свода вместе с Рогожниковским поднятием, Верхнеляминским и Туманным валами об-

Порядок структуры	Площадь структуры, км^2	Размер окна скользящего среднего, км
надпорядковый	> 60 000	–
0	20 000 – 60 000	244
I	6 000 – 20 000	140
II	2 000 – 6 000	78
III	200 – 2 000	44
IV	< 200	14

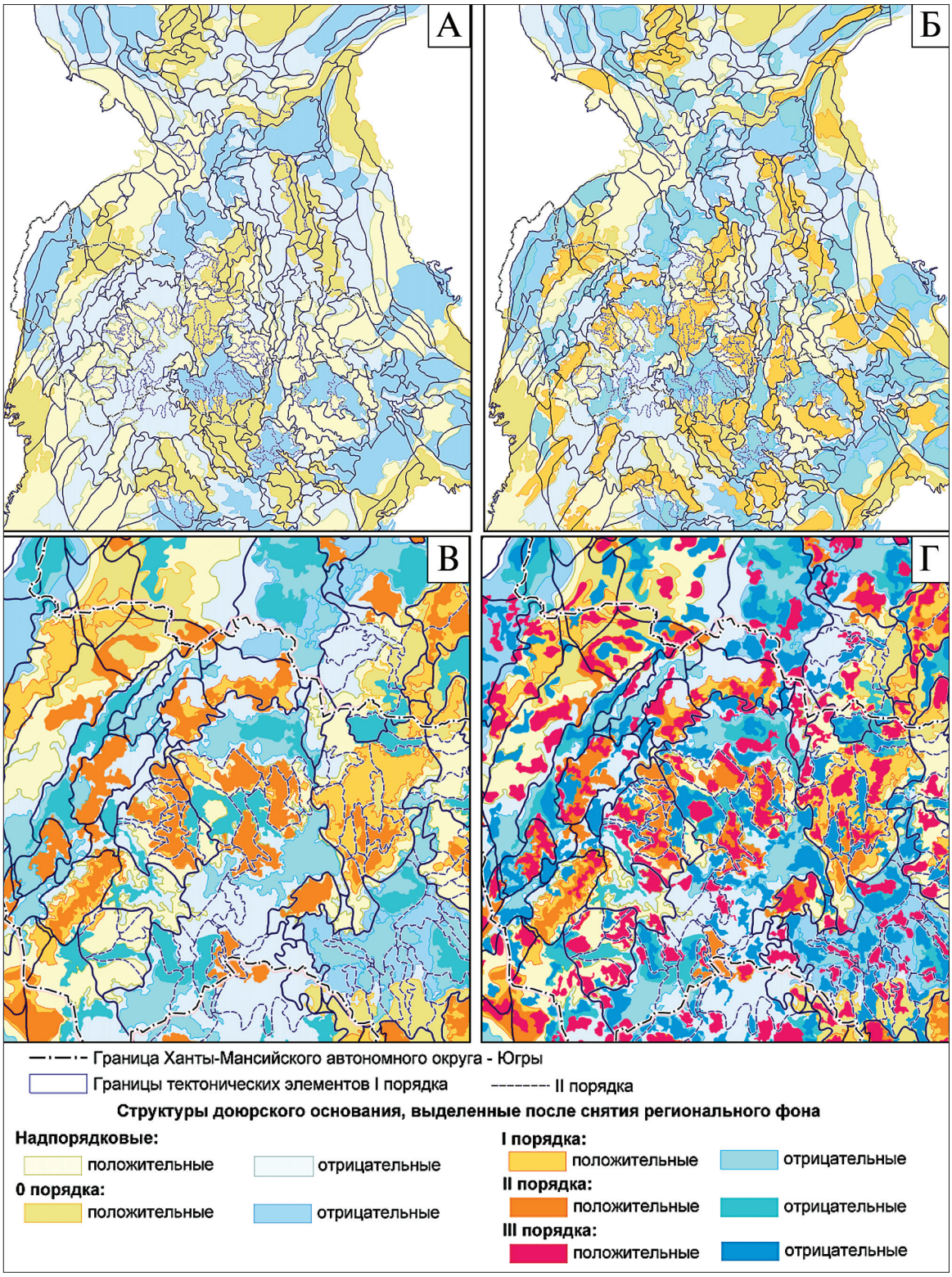

Рис. 3. Выделение структур различного порядка на поверхности доюрского основания: а – структуры надпорядковые и 0 порядка; б – I порядка; в – II порядка; г – III порядка

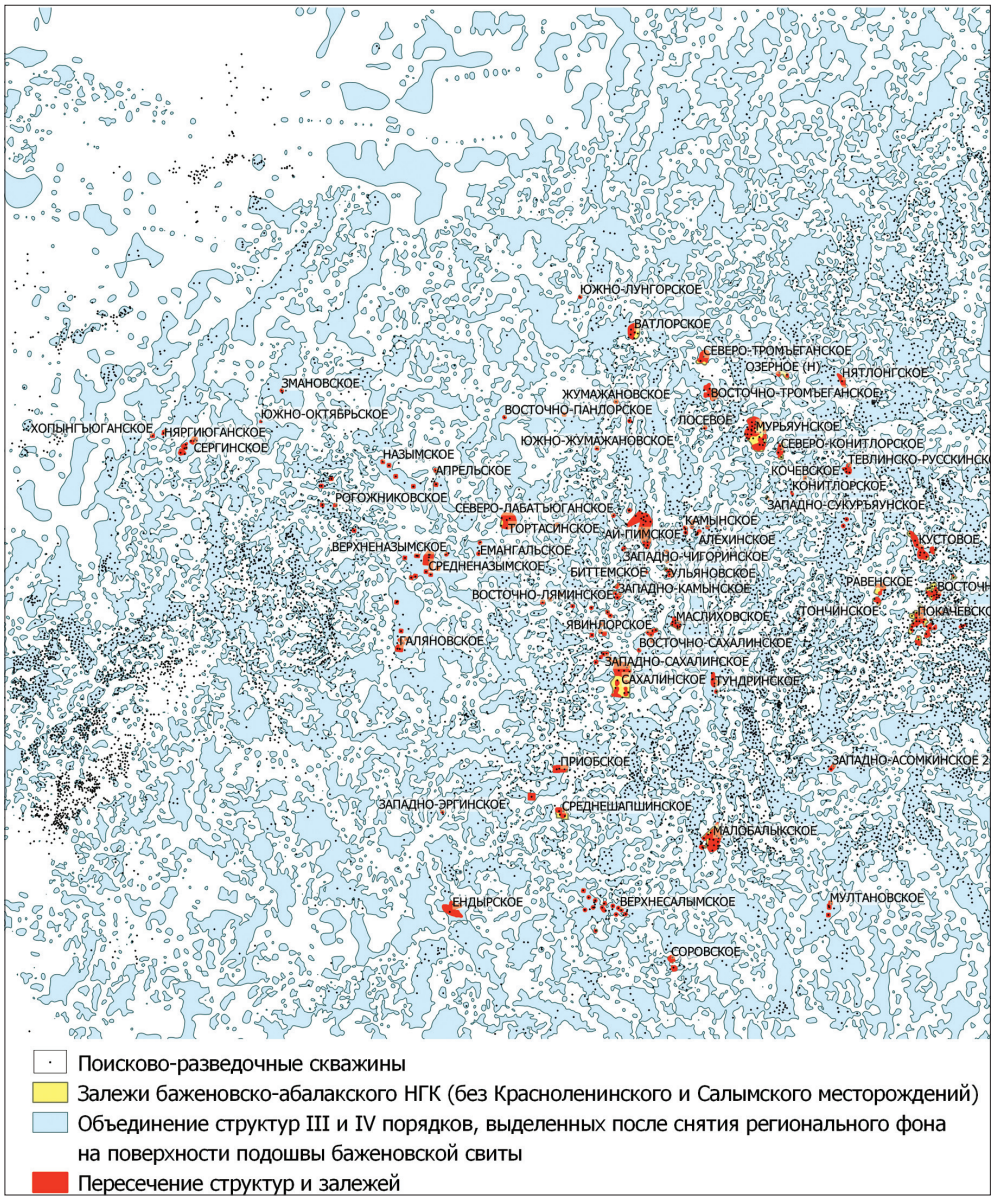

Рис. 4. Сопоставление залежей баженовско-абалакского НГК со структурами III и IV порядков, выделенных на поверхности подошвы баженовской свиты после снятия регионального фона

разовала незамкнутую кольцевую структуру. Еще одна дуга образована Полуйским сводом и Помутской мегатеррасой. Цепочка структур II и III порядков, обособляющихся на этой дуге северо-восточнее Большой и Ольховской структур, повышает перспективы обнаружения залежей в пластах $АС_{1-3}$ по аналогии с месторождением им. В.Н. Виноградова. Отрицательные: Шеркалинский мегапрогиб, Тундринская и Вынглорская котловины, Юганская и Западно-Ярудейская мегавпадины, Колтогорско-Толькинский мегапрогиб.

При выделении структур II порядка добавляются Сыньеганское поднятие, почти замыкающее кольцевую структуру Красноленинско-Югорского свода, а также Ендырский-Зимний

валы, Салымский мегавал, Талинский прогиб (рис. 3в). На карте выделения структур III порядка (рис. 3г) проявляются все основные положительные и отрицательные структуры. Нет необходимости перечислять их все. Отметим только, что в центре кольцеобразной структуры появилось Средненазымское поднятие. Эта кольцевая структура, вероятно, является крупным гранитным батолитом.

Достоверная связь нефтеносности (естественной продуктивности) баженовско-абалакского комплекса со структурным фактором не установлена. Разными авторами делаются попытки установления такой связи в разных формах: непосредственно по принадлежности к положительным структурам; на участках наибольших напряжений, возникающих при формировании структур (гребни структур, зоны максимумов кривизны структурной поверхности, т.е. зоны смены знака структур); утверждается также отсутствие связи.

На рис. 4 приведены объединенные контуры структур III и IV порядков, выделенных после снятия регионального фона на поверхности подошвы баженовской свиты (и ее аналогов). На карту вынесены также контуры имеющихся на балансе залежей нефти баженовско-абалакского НГК за исключением залежей Красноленинского и Салымского месторождений. Эти залежи исключены вследствие чрезмерного оптимизма, с которым определялась площадь непрерывной нефтеносности при подсчете запасов и постановке на баланс.

Площадь пересечения контуров залежей, стоящих на балансе, с объединенными контурами структур III и IV порядков, отнесенная к площади нефтеносности залежей, стоящих на балансе, численно равна геометрической вероятности принадлежать к контуру структуры III или IV порядка, выделенной после снятия фона, для произвольной точки из контура залежи баженовско-абалакского НГК. Эта вероятность, вычисленная в пределах Фроловской зоны, равна 0.75.

Столь высокое значение может свидетельствовать об установлении связи продуктивности баженовско-абалакского комплекса со структурным фактором. Но повсеместно используемая методика поисково-разведочных работ ориентирована, в первую очередь, на опоискование антиклинальных структур. Доля пробуренных во Фроловской зоне поисково-разведочных скважин, расположенных в пределах контуров структур III и IV порядков, составляет 0.64. Поэтому связь нефтеносности баженовско-абалакского комплекса со структурами III и IV порядков, выделяемых после снятия фона, опосредованная. Тем не менее, такие структуры могут рассматриваться в качестве поисковых объектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Волков В.А.* Новые данные о морфологии поверхности доюрских отложений Широтного Приобья // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа.- 2002, №11, с.38-40.

2. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович Э.А. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое//Геология и геофизика, 2001, 42, №11-12 - с.1832-1845.

3. *Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношевная И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г.* Предварительные результаты построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания)// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Шестая научно-практическая конференция). 2003, Ханты-Мансийск, 2003,т. 1, с.73-80.

4. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / *Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Меленевский и др.* – М., 1988, 200 с.

5. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / *Т.В. Дорофеева, С.Г. Краснов, Б.А. Лебедев и др.* – Л.: Недра, 1983, 132 с.

6. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты /*Т.В. Дорофеева, М.Г. Аристаров, Е.Ю. Блинкова и др.* – М.: Недра, 1992, 141 с.

7. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, под редакцией *Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л.-Тюмень,1998.*

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА ЛОВУШЕК РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ

И.М. Кузнецов
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)

Предметом данного исследования являются ловушки (различных морфологических типов), которые могут аккумулировать и содержать УВ в терригенных коллекторах осадочного чехла плит молодых и древних платформ, в том числе Западно-Сибирской плиты. Эти ловушки выделены по данным сейсморазведки методом отраженных волн общей глубинной точки 2D и 3D.

Одна из методик прогноза нефтеносности локальных ловушек в нашем регионе была разработана в ЗапСибНИГНИ в 1965-1975 гг. В.И. Шпильманом, Г.И. Плавником и Л.Г. Судатом [1], она и взята за основу создания более общей методики. На первом этапе локального прогноза в методике названных авторов решается задача создания *модели ловушки* и оценки её *вероятностных характеристик* (вероятности существования ловушки). Первый этап локального прогноза рассматривается в данной статье.

В разрезе ловушки представлены одним или группой сближенных, гидродинамически связанных между собой пластов, перекрытых и подстилаемых непроницаемыми породами-флюидоупорами. В плане элементами, ограничивающими ловушку, служат изогипсы кровельной части резервуаров или границы литологического изменения пород.

Анализ причин получения отрицательных результатов поискового бурения показывает, что для опоискованных (структурных) ловушек в большинстве случаев такие результаты обусловлены либо отсутствием коллектора, либо отсутствием покрышки, или неподтверждением структурных построений. Поэтому модельное представление ловушки – прогноз её типа и границ распространения является ключевым вопросом локального прогноза нефтегазоносности (рис.1).

Для структурной ловушки вероятность её подтверждения ($P_л$) есть произведение вероятности замкнутой структурной формы ($P_с$), вероятности наличия коллектора ($P_к$) и вероятности наличия покрышки ($P_п$):

$$P_л = P_п P_к P_с \quad (1)$$

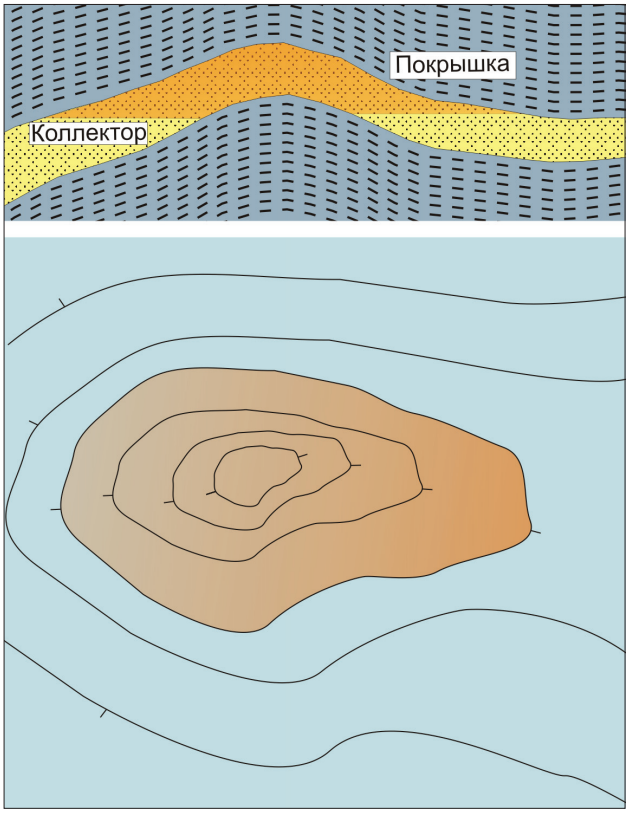

Рис. 1. Структурная ловушка в плане и разрезе

В рассматриваемой методике при вычислении вероятности существования структурной ловушки вероятность наличия замкнутой структурной формы связана с качеством данных, предоставляемых сейсморазведкой, и определяется по общепринятой методике, разработанной в 1984 г. [2]. Оценка вероятности наличия коллектора и покрышки производится с использованием карт резервуаров.

При наличии экранирующих элементов неструктурного типа вероятность существования ловушки $P_л$ определяется в рассматриваемой методике локального прогноза *экспертно*.

Есть также и иные методики локального прогноза, в том числе и для неструктурных ловушек, одним из примеров является подход на основе сейсмогеологических исследований, предложенный С.Г. Кузьменковым [3]. Однако эти подходы являются скорее решением на качественном уровне и трудно назвать их формализованными в строгом смысле этого слова. Таким образом, до сих пор нет общепринятого (и формализованного) подхода к оценке вероятности существования неантиклинальных ловушек. Назрела необходимость создания и внедрения методики оценки вероятности существования таких ловушек.

Несколько слов о терминологии касательно типов ловушек нефти и природного газа по морфологическому признаку. Согласно общепринятой классификации (по А.А. Бакирову, 1960), выделяются следующие их основные классы: класс ловушек структурного типа, класс ловушек литологического типа, класс ловушек стратиграфического типа, класс ловушек рифогенного типа и класс ловушек смешанного типа. С терригенными коллекторами связаны ловушки первых трех классов. При этом к классу структурного типа относятся и ловушки, в которых экранирующим элементом являются дизъюнктивные нарушения.

Нами использована иная терминология для неантиклинальных ловушек, а именно: 1) ловушка, у которой элементами замыкания являются изогипса структурной карты и граница смены литологии пород в объеме резервуара, называется «структурно-литологической» (СЛЛ); 2) ловушка с элементами замыкания – изогипсой структурной карты и границей выклинивания пласта-коллектора вследствие стратиграфического несогласия, называется «структурно-стратиграфической» (ССЛ); 3) ловушка с элементами замыкания – изогипсой структурной карты и дизъюнктивным нарушением, называется «структурно-тектонической» (СТЛ).

Существование неантиклинальных ловушек связано в первую очередь с латеральной *сменой литологии* пород резервуара, выступающей в качестве экранирующего фактора для возможных залежей УВ. И литологически, – и стратиграфически, – и тектонически ограниченные ловушки (т.е. СЛЛ, ССЛ, СТЛ и их комбинации) можно обобщенно назвать «литологически экранированными», т.к. все эти ловушки имеют неструктурные элементы замыкания (один или несколько), связанные со сменой литологии горных пород при переходе «коллектор – экранирующие породы» (рис. 2).

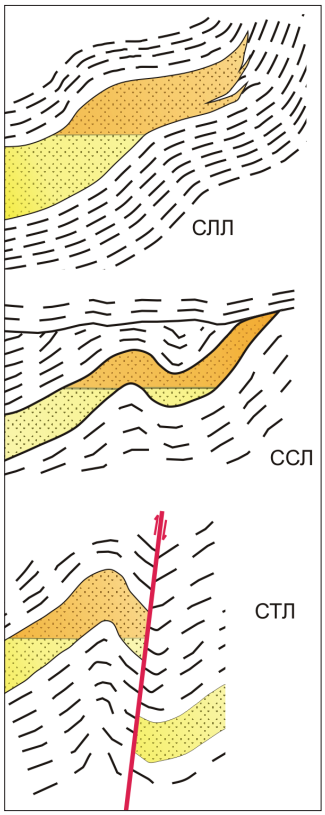

Рис. 2. Связь неантиклинальных ловушек со сменой литологии пород резервуара

Далее рассмотрим общий случай экранирования пород-коллекторов в объеме резервуара, т.е. вариант, включающий факторы замыкания, характерные для различных типов неструктурных ловушек (комбинированная ловушка).

Кроме факторов наличия коллектора в рассматриваемом объеме резервуара, на-

личия покрышки и замкнутой положительной структурной формы для случая латерального литологического замещения пласта нужно также учитывать *вероятность наличия зоны глинизации* ($P_{з.гл.}$), приводящей к экранированию исследуемой ловушки. Аналогично для случая присутствия стратиграфического экрана необходимо рассматривать *вероятность наличия зоны выклинивания* ($P_{выкл.}$) резервуара, а при наличии тектонического экрана – *вероятность существования дизъюнктивного нарушения* (тектонического экрана $P_{т.э.}$).

Введем следующие обозначения для различных типов ловушек по морфологическому признаку:

- СЛ – структурная ловушка,
- СЛЛ – структурно-литологическая ловушка,
- ССЛ – структурно-стратиграфическая ловушка,
- СТЛ – структурно-тектоническая ловушка,
- СЛЛСЭ – структурно-литологическая ловушка со стратиграфическим экраном,
- СЛЛТЭ – структурно-литологическая ловушка с тектоническим экраном,
- ССЛТЭ – структурно-стратиграфическая ловушка с тектоническим экраном,
- СЛЛСТЭ – структурно-литологическая ловушка со стратиграфическим и тектоническим экранами,
- ЛЛ – литологически экранированная ловушка,
- ЛЛСЭ – литологическая ловушка со стратиграфическим экраном,
- ЛЛТЭ – литологическая ловушка с тектоническим экраном,
- ЛЛСТЭ – литологическая ловушка со стратиграфическим и тектоническим экранами.

Для всех этих обозначений введем индексы: «к» – ловушка на куполе антиклинальной структуры, «м» – ловушка на моноклинали (либо на склоне антиклинальной структуры). Эти индексы применимы ко всем введенным обозначениям, кроме СЛ, ЛЛ, ЛЛСЭ, ЛЛТЭ и ЛЛСТЭ, например: $СЛЛ_м$ – структурно-литологическая ловушка на моноклинали.

Воспользуемся аппаратом теории множеств и теории вероятностей и рассмотрим множества, соответствующие следующим событиям [4]:

A – событие наличия коллектора и покрышки (флюидоупора) над ним;

B – событие наличия зоны глинизации коллектора;

C – событие наличия замкнутой антиклинальной структуры, с которой связана рассматриваемая ловушка;

E – событие наличия зоны выклинивания резервуара;

F – событие наличия тектонического экрана.

В основе аксиоматического построения теории вероятностей лежит так называемая σ-алгебра. Действия над множествами и их основные свойства, согласно σ-алгебре, на примере множеств событий A, B и C указаны ниже:

A + B – дизъюнкция (сумма событий) – хотя бы одно событие произойдет;

A • B (или AB) – конъюнкция (произведение событий) – одновременное появление обоих событий;

A\B – разность событий: событие A произойдет, а событие B – нет, либо это множество, состоящее из элементов множества A, не принадлежащих элементам множества B;

∅ – пустое множество (не содержит элементов);

Ω – пространство всех событий (универсум);

$A + \Omega = \Omega$;

$A\Omega = A$;

$A + \varnothing = A$;

$A\varnothing = \varnothing$;

$AA = A$;

$A + A = A$;

$C(A + B) = CA + CB$;

$A\backslash B = A - AB$.

Изобразим соотношения между множествами элементарных событий A, B, C, E, F на следующей диаграмме (диаграммы, изображающие соотношение множеств, получили название *диаграмм Венна*) (рис. 3).

На диаграмме отображены следующие соотношения множеств событий:

Для событий A и B их конъюнкция есть подмножество $A \cdot B = AB \neq \varnothing$, которое соответствует наличию покрышки, зон развития коллектора и его глинизации на рассматриваемой площади. Поэтому разности множеств событий A\AB соответствует множество элементарных событий «наличие покрышки и коллектора и отсутствие зоны глинизации», а разности множеств событий B\AB соответствует полная глинизация пласта-коллектора в объеме резервуара на рассматриваемой площади.

Для множества событий E возможно событие полного отсутствия пород резервуара в результате выклинивания последнего, которое можно представить в виде следующей сложной разности множеств событий:

E \ (A + B\AB).

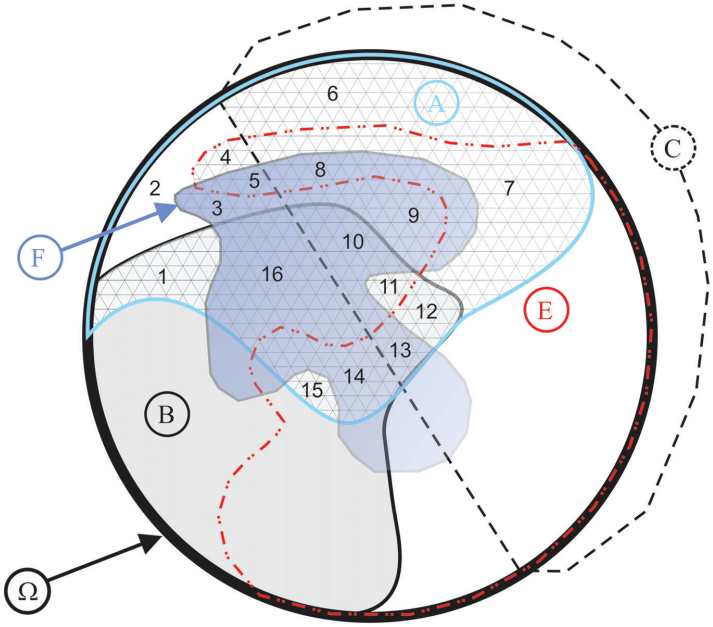

Рис. 3. Диаграмма Венна для событий A, B, C, E, F

Множество событий F также различным образом сочетается с множествами событий A, B, C, E.

Участки диаграммы по номерам описывают следующие случаи:

1 – СЛЛ$_м$ и ЛЛ, 2 – отсутствие ловушки вследствие её раскрытия (моноклинальный склон резервуара без неструктурных экранирующих факторов), 3 – СТЛ$_м$, 4 – ССЛ$_м$, 5 – ССЛТЭ$_м$, 6 – СЛ, 7 – ССЛ$_к$, 8 – ССЛТЭ$_к$, 9 – СТЛ$_к$, 10 – СЛЛТЭ$_к$, 11 – СЛЛ$_к$, 12 – СЛЛСЭ$_к$, 13 – СЛЛСТЭ$_к$, 14 – СЛЛСТЭ$_м$ и ЛЛСТЭ, 15 – СЛЛСЭ$_м$ и ЛЛСЭ, 16 – СЛЛТЭ$_м$ и ЛЛТЭ.

Нас интересует следующий набор событий (область на диаграмме, покрытая пересекающимися прямыми линиями):

$$\mathbf{AC+AB\backslash ABC+[(A\backslash C)\backslash B]EF+[(A\backslash C)\backslash B]E\backslash F+ + [(A\backslash C)\backslash B]F\backslash E.} \qquad (2)$$

Область диаграммы AC описывает набор случаев {6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13}, область AB\ABC – набор случаев {1, 14, 15, 16}, область [(A\C)\B] • EF соответствует случаю 5, область [(A\C)\B] • E\F – случаю 4 и область [(A\C)\B]F\E – 3.

Используя σ-алгебру, выведем формулу для определения вероятности $P_{л.}$ для обобщенного случая, соответствующего набору событий (2). Преобразуем выражение (2):

$$\mathbf{AC + AB\backslash ABC + [(A\backslash C)\backslash B]EF + [(A\backslash C)\backslash B]E\backslash F + + [(A\backslash C)\backslash B]F\backslash E = AC + AB - AB \cdot ABC + [(A\backslash C) - - (A\backslash C) \cdot B][EF + (E - EF) + (F - EF)] = AC + + AB - ABC + (A - AC)(\Omega - B)(EF + E - EF + + F - EF) = \underline{A[C + B - BC + (\Omega - C)(\Omega - B)(E + +F - EF)]}.} \qquad (2.1)$$

После ряда дальнейших преобразований выражение в квадратных скобках становится обычным выражением, описывающим вероятность появления хотя бы одного из совместных событий P(B + C + E + F) и соответствующий набор случаев:

$$\mathbf{C + B - BC + (\Omega - C)(\Omega - B)(E + F - EF) = = B + C + E + F - BE - BF - CE - CF - BC - EF + + BEF + CEF + BCE + BCF - BCEF.} \qquad (2.2)$$

Это очень важный вывод, поскольку здесь выражение σ-алгебры (2.2), соответствующее вероятности появления хотя бы одного из со-

вместных событий, эквивалентно выражению (2.1) без сомножителя А, и это подтверждает, что выражение (2.1) верно. Однако выражение (2.2), помноженное на А, менее лаконично, чем эквивалентное ему выражение (2.1), поэтому последнее будет использовано далее.

Запишем формулу вероятности Рл, согласно выражению (2.1):

$$P_л = P(A)\,[P(B) + P(C) - P(BC) + (1 - P(B))(1 - P(C))(P(E) + P(F) - P(EF))] \quad (3)$$

Поскольку глинизация коллектора в объеме резервуара не зависит от структурного фактора, то:

$$P(BC) = P(B)P(C). \quad (4)$$

Аналогично взаимно независимы факторы присутствия тектонического экрана и зоны выклинивания резервуара:

$$P(EF) = P(E)P(F). \quad (5)$$

Отсюда получим обобщенную формулу для оценки вероятности существования ловушки, в которой учтены все вышеуказанные экранирующие факторы, заменив обозначения $P_п$ $P_к$ = P(A), $P_с$ = P(B), $P_{з.гл.}$ = P(C), $P_{выкл.}$ = P(E), $P_{т.э.}$ = P(F):

$$P_л = P_п P_к\,[P_с + P_{з.гл.} - P_с P_{з.гл.} + (1 - P_с)(1 - P_{з.гл.})(P_{выкл.} + P_{т.э.} - P_{выкл.} P_{т.э.})] \quad (6)$$

Неструктурное экранирование предполагаемых залежей может быть связано с наличием зоны (зон) глинизации коллектора, а также с полным выклиниванием пород резервуара (вследствие несогласного залегания пород), либо с наличием разлома со смещением блоков (дизъюнктивная тектоника), либо с произвольной комбинацией вышеописанных случаев. Все возможные случаи учитывает формула (6): если какой-либо из факторов экранирования в модели ловушки отсутствует, соответствующая ему вероятность принимается равной нулю.

Важно отметить, что при отсутствии зоны глинизации пород резервуара, выклинивания резервуара и фактора тектонического экранирования формула (6) упрощается до вида (1).

Вероятность существования дизъюнктивного нарушения (тектонического экрана) эквивалентна вероятности структурных построений по данным сейсморазведки $P_{т.э.} = P_{стр.постр.}$, под которой нужно понимать достоверность модели отражающего сейсмического горизонта. При этом для оценки $P_{стр.постр.}$ правомерно использование параметра «коэффициент прослеживаемости отражающего горизонта».

Есть предположения, от каких параметров могут зависеть и входящие в формулу вероятности $P_с$, $P_п$, $P_к$, $P_{з.гл.}$, $P_{выкл.}$ (т.е., как они должны рассчитываться). В частности, вероятность наличия флюидоупора над резервуаром $P_п$, связанная с качеством покрышки и её мощностью, и вероятность наличия коллектора в резервуаре $P_к$ определяются по данным бурения поисково-разведочных скважин (интерпретация ГИС, данные исследования керна и испытаний пластов на наличие притока флюида) с привлечением данных сейсморазведки (динамический анализ, в т.ч. результаты псевдоакустических преобразований, исследование изменений комплексных параметров, для которых известна связь с коллекторскими свойствами пород – для МОГТ 2D, куб литологии и др. данные – для МОГТ 3D). Если на основе этих данных построена карта резервуара, в котором выделена ловушка, то процедура определения $P_п$ и $P_к$ упрощается, но можно использовать и данные из отчетов сейсмопартий, работавших на рассматриваемой площади.

Вероятность наличия антиклинальной структурной формы $P_с$ допустимо оценивать по общепринятой методике [2], но нужно заметить, что данная методика хорошо применима для оценки вероятности существования крупных и очень крупных локальных поднятий и структур, причем она никак не учитывает соотношение размеров структуры с плотностью сети сейсмопрофилей в её окрестностях.

Вероятность наличия зоны глинизации $P_{з.гл.}$, предполагаемая по результатам работ сейсмопартии на рассматриваемой площади, является функцией числа скважин N_1, результаты бурения которых подтверждают наличие этой зоны, и числа скважин N_2, пробуренных в

предполагаемой зоне глинизации коллектора и показавших его наличие, и других параметров:

$P_{з.гл.} = f(N_1, N_2, ...)$.

Вероятность наличия выклинивания пород резервуара $P_{выкл.}$ может быть оценена с использованием параметров точности структурных построений $\sigma_н$ и коэффициентов прослеживаемости отражающих горизонтов, по которым построены карты по кровле резервуара и поверхности комплекса, на котором он выклинивается (либо наоборот, в случае примыкания пород резервуара к поверхности несогласия снизу), и плотности сейсмических профилей ν на рассматриваемой площади.

В дальнейшем необходима формализация процедур определения $P_с$, $P_п$, $P_к$, $P_{з.гл.}$, $P_{стр.постр.}$, $P_{выкл.}$, выявление конкретных видов зависимостей от параметров, перечисленных выше, для указанных вероятностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Плавник Г.И., Шпильман В.И., Судат Л.Г.* Прогноз нефтегазоносности структур и динамики их опоискования // Методология прогноза нефтегазоносности.- Тр. ЗапСибНИГНИ.- Тюмень.- 1988.

2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). – М.: ВНИИГеофизика.- 1984.

3. *Кузьменков С.Г.* Методологическое обеспечение поисков и подготовки нефтегазоперспективных объектов неантиклинального типа на основе сейсмогеологических исследований: На примере Среднего Приобья Западной Сибири // Автореф. дис. доктора геол.-мин. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ.- 2005.

4. *Кизбун А.И., Горяинова Е.Р., Наумов А.В., Сиротин А.Н.* Теория вероятностей и математическая статистика. Базовый курс с примерами и задачами / Учебн. пособие. - М.: ФИЗМАТЛИТ.- 2002. – 224 с.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ КОНТУРОВ СОВРЕМЕННЫХ СТРУКТУР ПРИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ

Е.А. Алейникова, М.С. Шутов
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Палеотектонический анализ является мощным инструментом исследования особенностей и истории развития толщ земной коры и неотъемлемой составляющей при проведении оценки нефтегазоносного потенциала территории исследования.

Изучение истории геологических поверхностей во многом может объяснить современное состояние геологического разреза, расшифровать историю формирования и развития структур и залежей [1].

Одним из наиболее широко применяемых способов палеотектонического анализа является создание изопахических схем. В основе этого способа лежит построение набора палеокарт как разностей исходных современных структурных поверхностей [2]. Полученные в результате этого карты совместно с исходными образуют изопахический треугольник. Далее на всех имеющихся поверхностях производится поиск структур в соответствии с ограничениями, накладываемыми на характеристики структур.

Рис. 1. Поведение родственных структур при переходе между картами изопахического треугольника

Одной из наиболее важных и трудоёмких операций палеотектонического анализа является поиск связей структур различных карт изопахического треугольника. Она необходима для дальнейшего анализа поведения структур при переходе от одного геологического времени к другому. Структура может изменять свою геометрию, размеры, распадаться на несколько структур и т.д. На рисунке 1 представлен пример поведения родственных структур.

Столбец треугольника содержит родственные структуры современной карты на все рассматриваемые геологические времена, строка – родственные структуры современных карт на заданный момент времени.

Сложности при поиске связей структур возникают вследствие необходимости проделывать достаточно много этапов работы не в автоматическом режиме, а «вручную». Например, к числу таких операций относится поиск объединений контуров структур набора карт, дальнейшее принудительное рассечение полученных объединений на основе имеющейся априорной геологической информации, присвоение полученным в результате контурам уникальных идентификаторов и имён.

После завершения процесса поиска связей и именования структур возникает необходимость анализа поведения параметров родственных структур на разные моменты геологического времени. На рисунке 2 приведены примеры графиков изменения площадей и амплитуд.

Ещё одной трудоемкой операцией является классификация контуров структур на основе анализа графиков изменения параметров. На данный момент подобная классификация производится «вручную», то есть для её осуществления необходимо просмотреть большое количество графиков, на которых следует выделить и обобщить схожие тенденции поведения параметров. На основе этих обобщений произ-

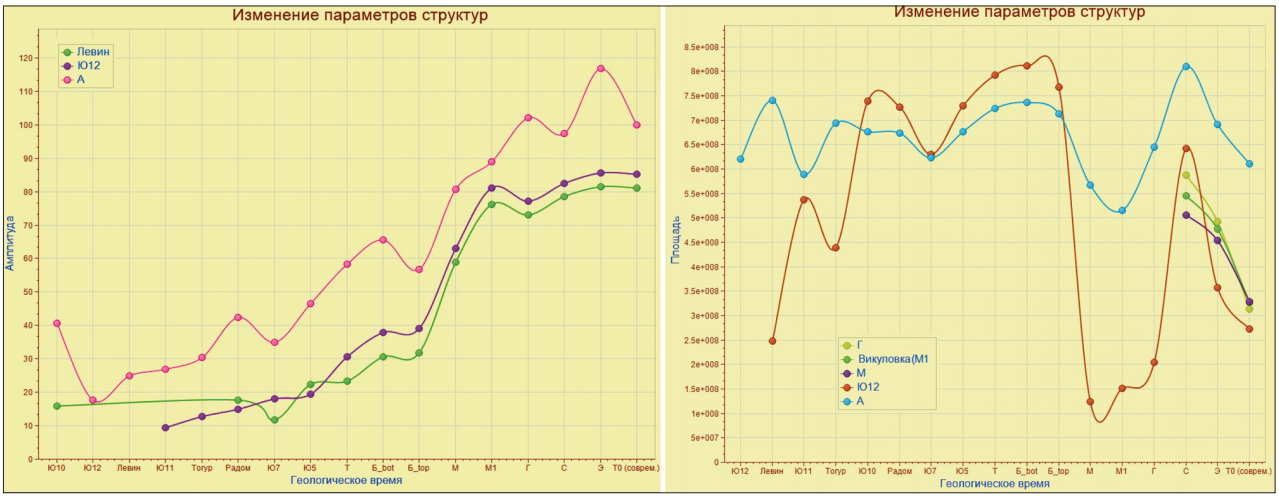

Рис. 2. Графики изменения амплитуды и площади родственных структур в зависимости от геологического времени

водится разделение контуров на классы. В классы объединяются контуры, параметры которых имеют схожее поведение на одних и тех же отрезках геологического времени, например, «устойчивый рост», «рост в юрском комплексе с последующим снижением», «снижение в постсеномане», «без выраженных тенденций» и т.д.

В связи с вышеизложенным, появляется необходимость автоматизации как отдельных этапов палеотектонического анализа, так и полной технологической цепочки анализа территории, что позволит повысить точность и оперативность результатов работы.

Для решения указанной задачи в отделении математического моделирования геологических объектов АУ «НАЦ РН им. В. И. Шпильмана» был создан программный комплекс Join, представляющий собой программу палеотектонического анализа структурных поверхностей. К основным задачам комплекса можно отнести: хранение набора анализируемых данных, расчёт совокупности палеокарт, проведение операций палеотектонического анализа (поиск структур, вычисление их характеристик, поиск наследственных связей структур различных геологических поверхностей, вычисление суммарных характеристик для групп родственных структур, построение палеотектонических профилей), формирование отчётной информации.

Исходными данными для проекта служат карты современных структурных поверхностей, полигоны областей определения, геохронологическая привязка, проектные имена и индексы объектов. На основе загруженных данных происходит вычисление палеокарт – разностей современных карт, таким образом, в проекте создаётся изопахический треугольник. Количество строк и количество столбцов изопахического треугольника равно количеству современных карт проекта.

После вычисления изопахического треугольника происходит поиск структур в соответствии с заданными установками фильтра. Выделенные структуры характеризуются следующим набором признаков: амплитуда, площадь, объём, ранг, замыкающая изогипса и параметры эллипса, равновеликого замыкающей изогипсе. Ранг 1 имеют структуры, которые не содержат других структур (также называются элементарными). Ранг составной (сложной) структуры определяется как старший ранг из включаемых структур плюс единица.

Для проведения дальнейшего анализа производится автоматический расчёт взаимосвязей структур. Поиск взаимосвязей производит-

ся отдельно как для положительных, так и для отрицательных структур.

Перед вычислением наследственных связей происходит поиск контуров объединений структур как по вертикали для каждого столбца изопахического треугольника, так и по горизонтали для современных карт. В основе поиска связей между структурами лежит проверка принадлежности структур соответствующим объединениям современных и палеоструктур. Полная цепочка наследования структуры складывается из цепочек наследования по всем столбцам изопахического треугольника.

После вычисления наследственных связей структур появляется возможность проследить их поведение (рост или угасание) несколькими способами.

Во-первых, это изменение структур в плане. При выборе отдельной структуры или их контура объединения, в окне изопахического треугольника отображается изменение структур (их формы и площади), признанных родственными для выбранной (рис. 1).

Во-вторых, это просмотр наследования структур в разрезе. Он используется для изучения изменения формы унаследованных структур, лежащих на линии профиля.

В-третьих, это возможность для цепочки наследования каждой выбранной структуры или их контура объединения проследить изменение каждого из параметров (амплитуда, площадь, объем, параметры эллипса, равновеликого замыкающей изогипсе: большая и малая полуоси, эллиптичность и простирание) с течением времени. Изменение указанных параметров отображается в виде серии графиков, соответствующих разным современным картам.

В-четвёртых, это классификация контуров объединения современных структур в соответствии с поведением того или иного параметра или их совокупности.

Окно классификатора содержит две области: справа – область таблицы динамик параметров контура, слева – область информации и настройки параметров (рис. 3). Таблица динамик (или цветовая схема) изопахического треугольника представляет собой набор ячеек, каждая из которых соответствует одной из карт треугольника. Цвет каждой ячейки несёт информацию об изменении (рост, убывание, стабильность, неоднозначность) параметра группы структур, родственных для рассматриваемого контура объединения. Поведение параметра в каждой ячейке треугольника рассматривается по отношению к состоянию параметра в нижележащей ячейке. Именно поэтому в треугольнике классификатора самая нижняя ячейка каждого столбца всегда окрашена цветом отсутствия данных.

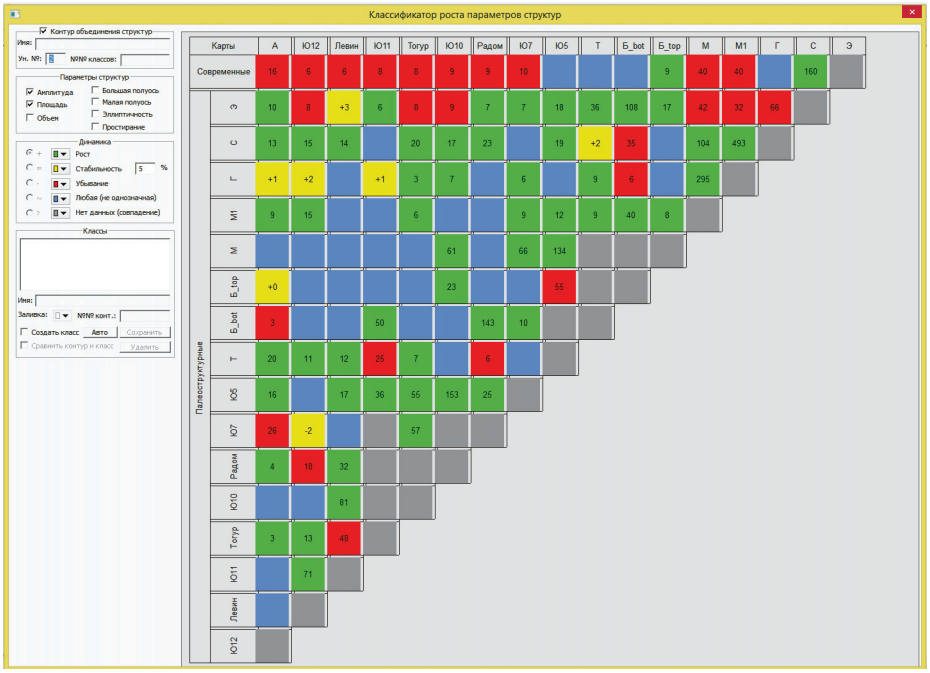

Рис. 3. Окно классификатора изменений параметров структур

Анализ динамики возможен по одному из семи параметров структур, а также по нескольким параметрам одновременно. Любой конкретный класс – это поведение строго определённого набора параметров (или одного параметра).

За каждым состоянием динамики в цветовой схеме закрепляется свой цвет. По умолчанию задан цвет: зелёный – для роста, жёлтый – для стабильности, красный – для убывания, голубой – для состояния неоднозначности (при сравнении нескольких параметров часто возникает ситуация, когда параметры ведут себя неодинаково, то есть одни – возрастают, другие – убывают), серый – при отсутствии данных. Для состояния «стабильность» дополнительно задаются пределы изменения параметра в процентах, когда его поведение воспринимается как стабильное. Расширение пределов приводит к увеличению количества «стабильных» клеток.

В классификаторе имеется режим создания классов «вручную». Этот режим поддерживает создание классов путём заполнения их цветовых схем. Для создания класса нужно отметить параметр (или несколько) структур, поведение которого описывает класс. Затем последовательно переключая вид динамики параметра (рост, убывание и т.д.) проставить нужный цвет в нужные клетки.

Как уже говорилось ранее, для получения цветовой схемы каждого класса необходимо проделать большой объём работ по анализу и обобщению графиков изменения параметров контуров. Количество контуров в проекте может достигать нескольких сотен, и по каждому контуру в случае создания классов «вручную» необходимо просматривать по несколько графиков.

Предлагаемый способ автоматической классификации контуров современных структур призван решить эти проблемы, то есть заменить операции, проводимые «вручную» автоматической обработкой.

Исходными данными для работы алгоритма являются общее количество контуров объединения структур современных карт, количество классов, на которое нужно произвести разбиение контуров, знак структур, для которых происходит поиск, а также способ учёта стабильности.

Количество классов, на которое происходит разбиение контуров, задаётся пользователем. Ограничения, накладываемые на вводимое число, сводятся к следующему: число должно быть целым положительным, меньшим либо равным количеству контуров объединения современных структур проекта.

Найденные классы могут выводиться в окне классификатора двумя различными способами: либо они добавляются в конец списка уже имеющихся классов, либо обновляют список, стирая его предыдущее содержимое.

Вид структур определяется автоматически исходя из того, с какими из объединений (положительными или отрицательными) идёт работа в главном окне программы.

Следующим параметром, который настраивается перед получением классов, является режим учёта стабильности. Существует два возможных режима: «Единая стабильность» и «Не учитывать стабильность». В случае, когда отмечен пункт «не учитывать», во всех анализируемых контурах границы стабильности сужаются до нуля, а ячейки раскрашиваются в соответствии с динамикой рассматриваемого параметра. Соответственно, в получившихся после такого анализа классах состояние стабильности отсутствует, так как еще на этапе получения исходных данных оно исключается и заменяется другими состояниями.

Напротив, в режиме учёта стабильности «Единая» получившиеся в результате анализа классы могут содержать стабильность среди состояний параметров. В этом случае границы стабильности у всех получившихся классов равны границам стабильности исходных контуров.

Для разделения контуров на классы использовалось несколько критериев. Рассмотрим каждый из них в отдельности:

1) Количество ячеек N с разной динамикой. Для нахождения этого показателя рассматриваются 2 контура, динамики которых срав-

ниваются. Число N увеличивается на 1, если две соответствующие ячейки имеют разную динамику и ни одна из двух динамик не равна стабильности. Для учёта ячеек со стабильностью используется параметр Ns, о котором будет сказано ниже.

2) Количество Ns несовпадений стабильности. Число Ns увеличивается на 1, если динамика одной из двух сравниваемых ячеек равна стабильности, а динамика второй – не равна значению «не однозначная» и не равна стабильности, либо стабильность имеет другую динамику (если у первой ячейки динамика с ростом, то у второй – с падением или наоборот).

3) Сумма разностей процентов динамики Np для ячеек с различным состоянием. Для каждой пары соответствующих ячеек двух контуров сравнивается их динамика. Если динамики различны, то вычисляется разница их числовых характеристик (из большего значения вычитается меньшее), которая затем суммируется с аналогичным показателем предыдущих пар ячеек. Если одна из двух сравниваемых ячеек имеет динамику стабильность, то в случае, если наблюдаются сочетания динамик «стабильность с возрастанием – возрастание» или «стабильность с убыванием – убывание», значение разности не ищется. Сумма всех найденных значений разностей является значением параметра Np.

В наиболее общем виде алгоритм создания классов можно свести к двум основным пунктам:

1) распределение всех имеющихся контуров объединения современных структур на заданное пользователем число классов;

2) поиск для каждого созданного класса треугольника динамики интересующих параметров (параметра), то есть цветовой схемы класса.

Рассмотрим каждый из двух указанных пунктов более подробно. В основе деления контуров на классы лежит сравнение их цветовых схем между собой. Чем больше у двух контуров ячеек с различной динамикой (цветом), тем скорее они окажутся в разных классах. Вначале ищутся два контура с максимальными различиями цветовых схем. Эти различия находятся с помощью отыскания параметров N, Ns и Np. Найденные контуры кладутся в основу двух первых классов и называются классообразующими. Далее на основе различий цветовых схем идет распределение всех остальных контуров между двумя полученными классами. В каждом классе ищется контур, наиболее отличающийся по цветовой схеме от классообразующего. Пара с максимальным различием в динамике фиксируется, её контур, не являющийся классообразующим, будет первым (классообразующим) элементом нового класса. Далее все контуры всех классов сравниваются на различие динамик между классообразующим контуром своего и вновь созданного класса. Контур помещается в тот класс, с которым меньше различий в динамике. Подобная последовательность повторяется до тех пор, пока не будет достигнуто нужное количество классов.

Поиск динамики (цвета) для каждой ячейки треугольника класса происходит исходя из динамик соответствующих ячеек всех контуров, входящих в класс.

В случае, когда требуемое количество классов равно количеству имеющихся контуров объединения структур современных карт, набор цветовых схем классов полностью совпадает с набором цветовых схем контуров, потому что в каждом классе имеется 1 контур.

Рассмотрим использование автоматической классификации на примере проекта, содержащего 17 современных карт, начиная с кровли доюрских отложений и заканчивая надсеноманским комплексом в составе талицкой и нижнеберёзовской свит. Был произведён поиск положительных структур с площадью больше 108 м^2. Далее были найдены взаимосвязи структур. В ходе поиска взаимосвязей было выделено 83 контура, объединяющих структуры на современных картах. Дальнейшее разбиение на классы проводится для полученных контуров.

Рассмотрим классификацию контуров в зависимости от поведения параметра амплитуды. Вначале применим для разбиения на классы режим «без учёта стабильности», количе-

ство классов равно 15. Среди полученных можно выделить следующие классы с наиболее заметными закономерностями:

1а) рост в апт-сеноманском и надсеноманском комплексах (рис. 4);

2а) рост в юрском и неокомском комплексах (рис. 5);

3а) рост в нижнеюрском комплексе и на время кузнецовской и талицкой свит, разделённых убыванием на время нижнеберёзовской свиты (рис. 6);

4а) устойчивый рост в нижнеюрском комплексе, сменяющийся убыванием на радомское время, а также рост в неокоме(рис. 7).

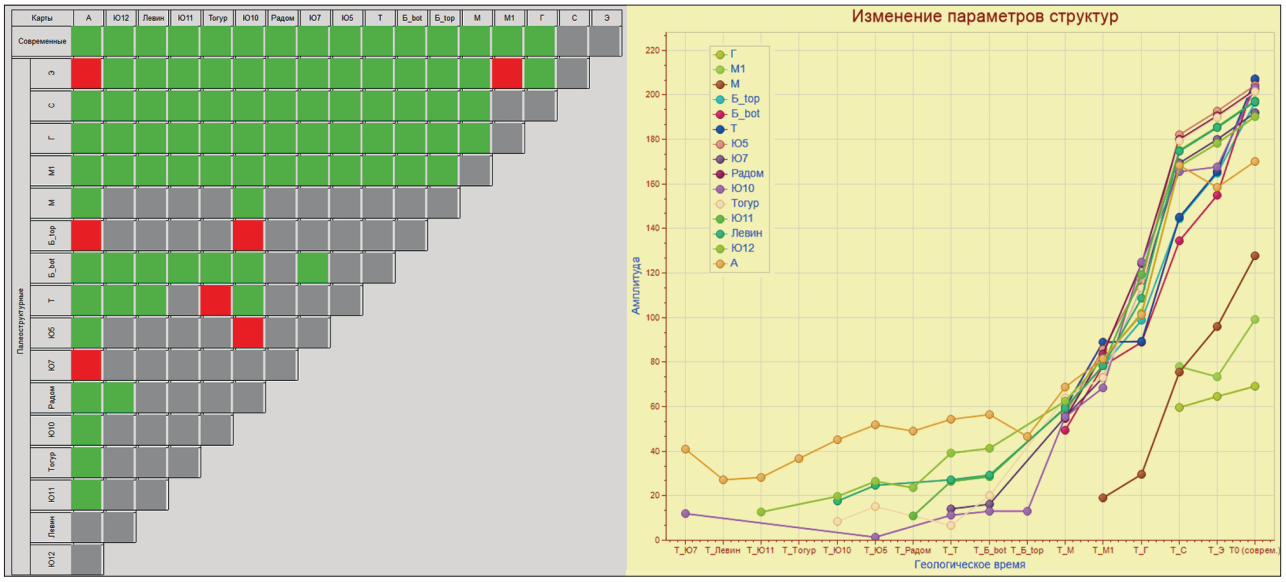

Рис. 4. Цветовая схема класса 1а и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

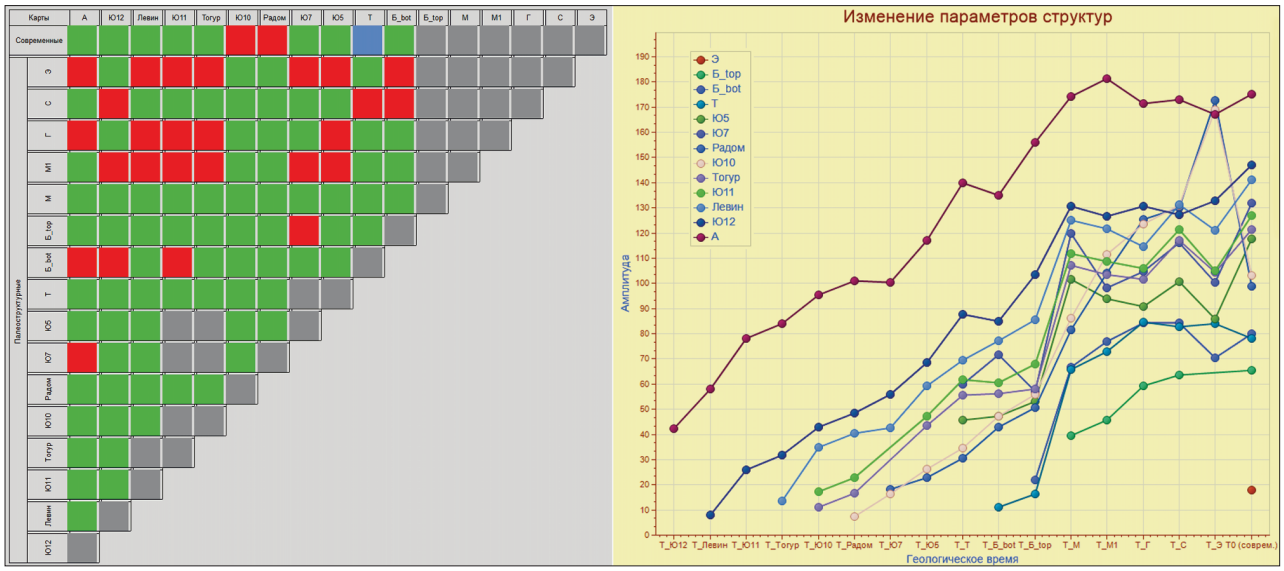

Рис. 5. Цветовая схема класса 2а и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

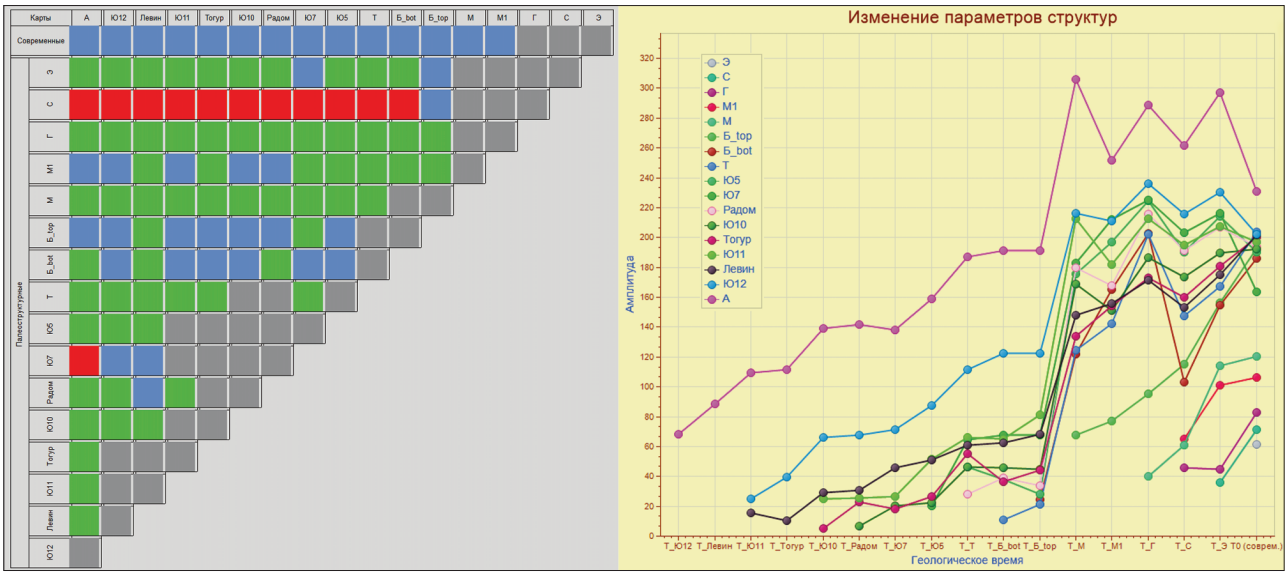

Рис. 6. Цветовая схема класса 3а и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

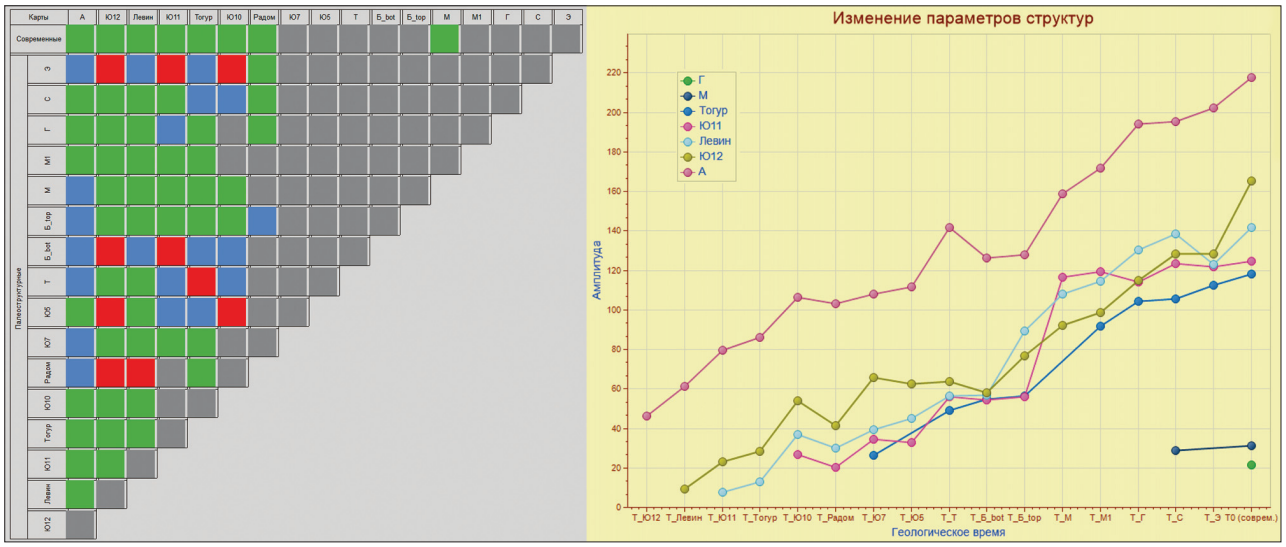

Рис. 7. Цветовая схема класса 4а и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

Ниже для каждого указанного класса приведена его цветовая схема и график поведения амплитуды одного из контуров, входящих в соответствующий класс.

Далее применим для разбиения на классы режим учета стабильности «единая», значение границ стабильности равно 25%, количество классов равно 15. Среди полученных можно выделить следующие классы с наиболее заметными закономерностями:

1б) стабильность в апт-сеноманском и надсеноманском комплексах (рис. 8);

2б) стабильность в апт-сеноманском и надсеноманском комплексах, сменяющаяся убыванием на современный момент времени (рис. 9);

3б) преимущественный рост и стабиль-

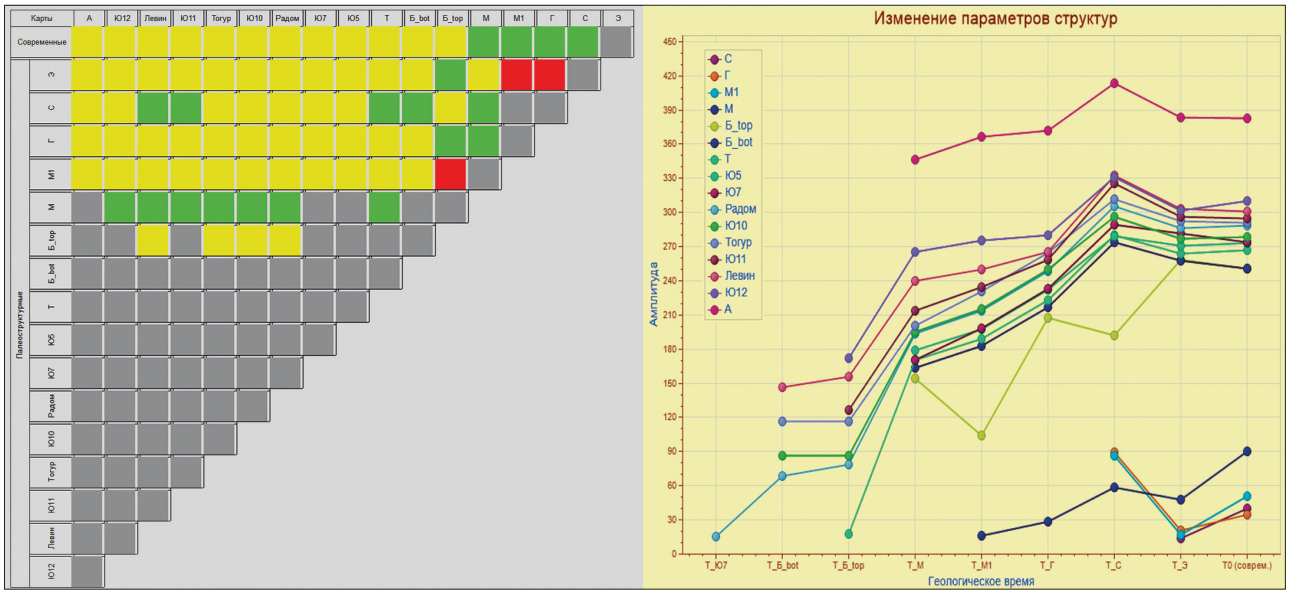

Рис. 8. Цветовая схема класса 1б и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

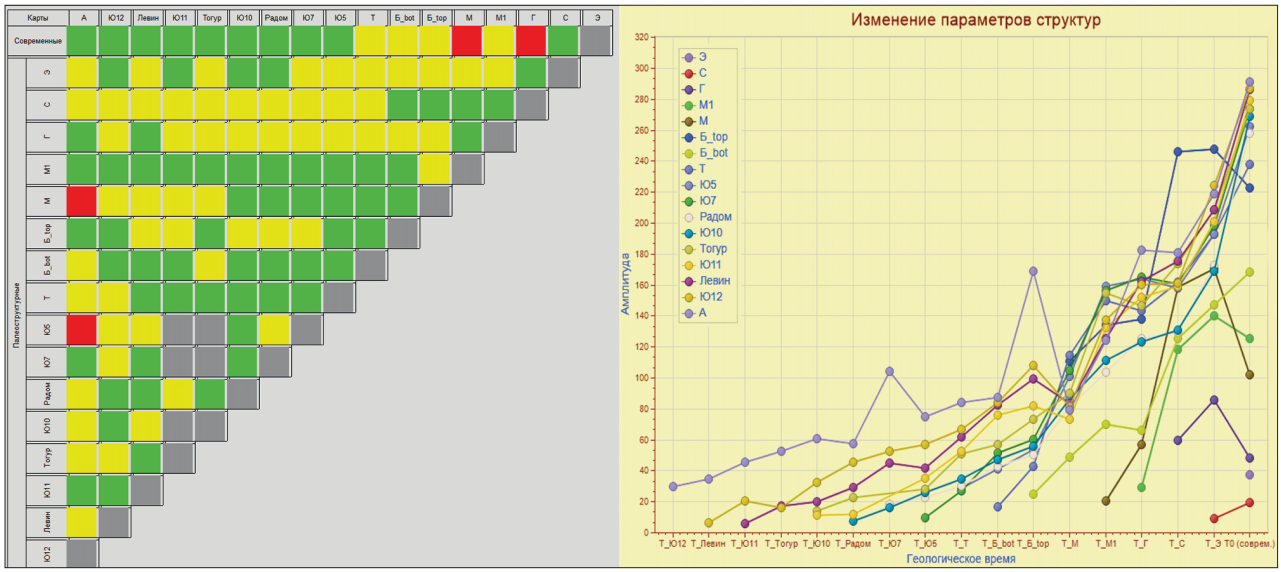

Рис. 9. Цветовая схема класса 2б и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

ность от нижнеюрского комплекса по современный момент времени (рис. 10).

Поставленную задачу разбиения множества контуров на конечное заданное количество классов можно отнести к задачам кластеризации, то есть разбиения заданной выборки объектов на однородные подмножества, называемые кластерами так, чтобы объекты внутри кластеров были в известном смысле похожи друг на друга, а объекты из разных кластеров –

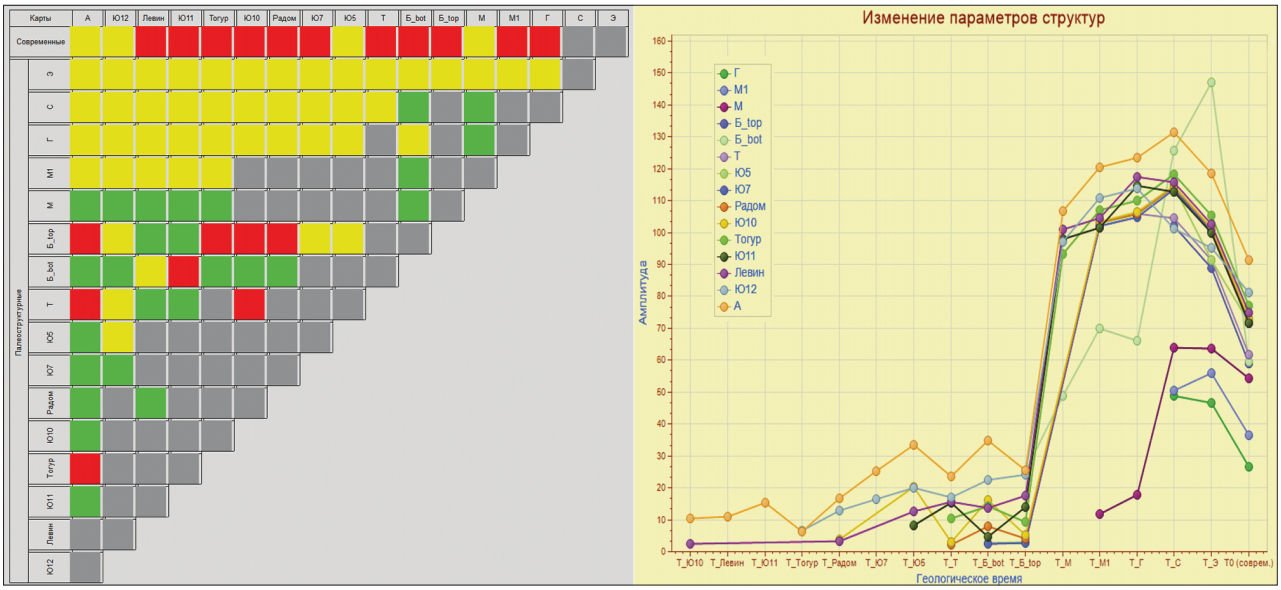

Рис. 10. Цветовая схема класса 3б и графики изменения амплитуды одного из контуров класса

нет. Под «похожестью» понимается некоторая заданная степень близости объектов по заданному набору признаков или критериев [3].

В предложенном решении выделяется два принципиально важных этапа распределения контуров между классами. Первый этап (который, собственно, описывается рассматриваемым алгоритмом) – это поиск цветовых схем классов. На этом этапе все контуры разбиваются на непересекающиеся подмножества, то есть один контур может относиться только к одному классу. Далее на основе полученных подмножеств контуров находятся матрицы динамик классов.

Второй этап (который стоит за рамками рассматриваемого алгоритма и применяется к уже сформированным классам) – это распределение всех имеющихся в проекте контуров по классам на основе матриц динамик классов и контуров. На этом этапе один контур может быть отнесён к нескольким классам (наиболее простой случай – класс, полностью состоящий из состояния «нет данных», к нему будут относиться все контуры проекта, каждый из которых, в свою очередь, может относиться ещё к n-му количеству классов).

В ходе работы алгоритма каждому объекту (контуру) ставится в соответствие признаковое описание – матрица динамик заданного набора параметров. Далее на основе этих признаковых описаний находятся расстояния между объектами. В качестве таких расстояний принят набор трёх основных метрик: количество ячеек с разной динамикой (N), количество несовпадений стабильности (Ns), сумма разностей процентов динамики для ячеек с различным состоянием (Np). Приоритеты этих метрик задаются в алгоритме условиями, в основе которых, как правило, лежит количественное соотношение в контурах динамик «стабильность» и «нестабильность» (то есть все остальные состояния).

Разбиение объектов на классы по их сходству основано на гипотезе компактности. Согласно ей, схожие объекты гораздо чаще лежат в одном классе, чем в разных классах, или, другими словами, классы образуют компактно локализованные подмножества в пространстве объектов [4].

В данном случае к основным целям кластеризации можно отнести понимание данных путём выявления кластерной структуры, а так-

же сжатие данных. В первом случае разбиение выборки на группы схожих объектов (то есть разбиение множества контуров объединения современных структур на классы) позволяет упростить процесс принятия решений и дальнейшую обработку данных, применяя к каждому кластеру свой метод анализа. При этом число кластеров (классов) стараются сделать поменьше. Во втором случае, если исходная выборка избыточно большая, сжатие данных может сократить её, оставив по несколько наиболее типичных представителей от каждого кластера. При этом важнее обеспечить высокую степень сходства объектов внутри каждого кластера, а количество кластеров может быть каким угодно.

Таким образом, рассмотренный алгоритм, оформленный в виде программной подсистемы, является одним из инструментов анализа данных, реализованных в комплексе Join. Результаты работы как комплекса в целом, так и описанной подсистемы, имеют практическое значение, поскольку позволяют получить и проанализировать информацию на различных этапах геоморфологического анализа, а также собрать разнообразную статистическую информацию.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Машкович К.А.* Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Изд. 2, перераб. и доп. - М.: Недра, 1976. 221 с.

2. *Нейман В.Б.* Теория и методика палеотектонического анализа. 3-е изд., перераб. и доп. -М.: Недра, 1984, 80 с.

3. *Мандель И.Д.* Кластерный анализ. – М.: Финансы и статистика. 1988.-176 с.

4. *Аркадьев А.Г., Браверман Э.М.* Обучение машины распознаванию образов. - М.: Наука, 1964.

НАДЕЖНОСТЬ ДИСТАНЦИОННОГО НЕФТЕПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР ХМАО – ЮГРЫ

А.Л. Клопов, М.В. Ларина
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Возможность космофотографического выявления следов нефтегазовых скоплений объяснима с позиций таких открытий в геологии, как «явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцевых геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры» [1].

Над залежами УВ-сырья формируются геотермо-геохимические аномалии, связанные с восходящими потоками газово-жидких флюидов и тепла, а также с физико-механическими преобразованиями; изменяются электрическое, магнитное и другие физические поля. Эти аномалии, отображаясь в спектральных характеристиках собственного и отраженного электромагнитного излучения природных объектов, фиксируются в виде аномалий фототона и фоторисунка на аэро- и космических изображениях. Эмпирические данные показали, что с помощью космической фотоинформации можно успешно решать региональные и локальные задачи прогноза нефтегазоносности в условиях Западной Сибири, в т.ч. на землях с *неустановленной* нефтегазоносностью.

Для Красноленинского района в 1985 году по заказу ПГО «Ханты-Мансийск-нефтегазгеология» была составлена в масштабе 1:200000 «Карта космографических аномалий, отображающих (?) нефтегазоносные земли Малореченского, Раусского, Кашатского локальных поднятий».

Выявленные перспективные космофотоаномалии дифференцированы на группы предполагаемой продуктивности земель, прогнозируемых нефтегазоносными: наиболее высокой, высокой, средней и слабой. Среди земель с такими КФА наиболее перспективным для поиска нефти (уменьшенный фрагмент карты приведен на рис. 1) оценивался Раусский участок площадью около 840 км^2.

В 1987 году здесь были пробурены три скважины (Красноленинская площадь скв.850, 874, 875). И лишь второй поисковой скважиной открыта промышленная залежь нефти: скв.874 с дебитом 59 м^3/сут оказалась в контуре земель, прогнозируемых ранее высокопродуктивными. Два открытия на Южно-Талинской площади (скв.900 и 889) подтвердили космофотонефтепрогноз продуктивности в местах еще не пробуренных скважин. Всего на Раусском участке пробурено 10 продуктивных скважин; только одна (скв.328) не подтвердила дистанционный прогноз – оказалась в бесперспективных космофотоземлях (рис. 1).

Открытием Онтохского (1989 г.), Восточно-Шебурского (1991 г.) и Заозерного (1989 г.) месторождений подтвержден дистанционный нефтепрогноз 1985 года.

В эти же годы были получены первые положительные результаты применения рассматриваемого способа на землях с *установленной* промышленной нефтеносностью.

В 1984 году составлена «Карта перспективных космофотоаномалий района Бахиловского и Верхнеколикъеганского месторождений. Масштаб 1:100 000» [3, 5].

При ее сопоставлении с картами нефтеносности продуктивных пластов (автор В.Г. Елисеев) оказалось (рис. 2а), что общий контур отдешифрированных аномалий совпадает в плане с площадью суммарного распространения нефтеносности пластов Ю$^1_1$, Ю$^1_2$, Ю$^1_3$. Десять

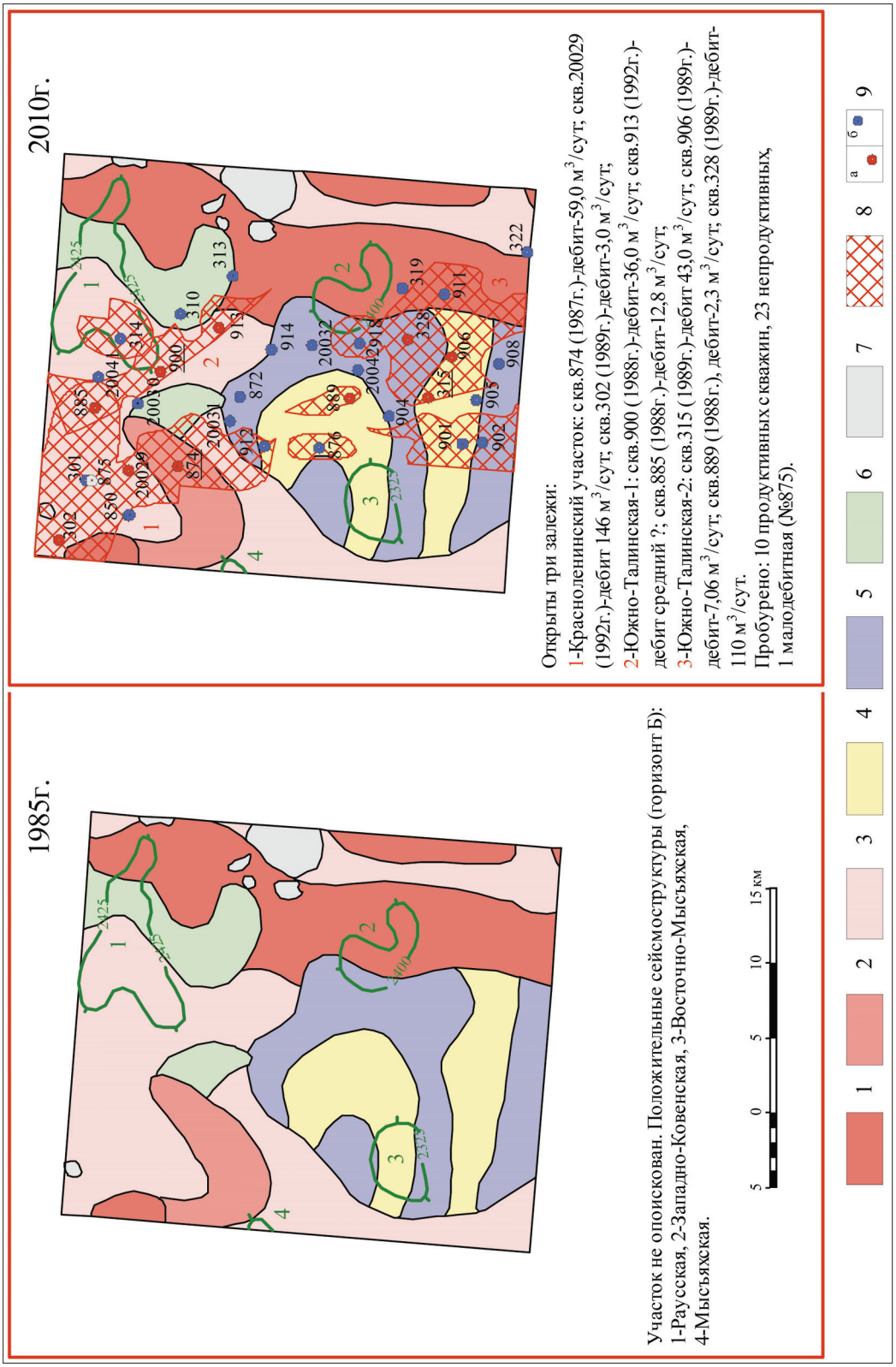

Рис. 1. Проверка временем космофотонефтепрогнозирования участка «Раусский». 1-4 – Предполагаемая в 1985 году (по интенсивности космофотоаномалий) продуктивность нефтеперспективных земель: 1 – наиболее высокая, 2 – высокая, 3 – средняя, 4 – слабая. 5 – Бесперспективные космофотоземли. 6 – Земли, интерпретируемые неуверенно. 7 – Природные помехи дешифрированию (озера). 8-9 – Проверяющая информация: 7 – залежи нефти, 8 – скважины продуктивные (а)

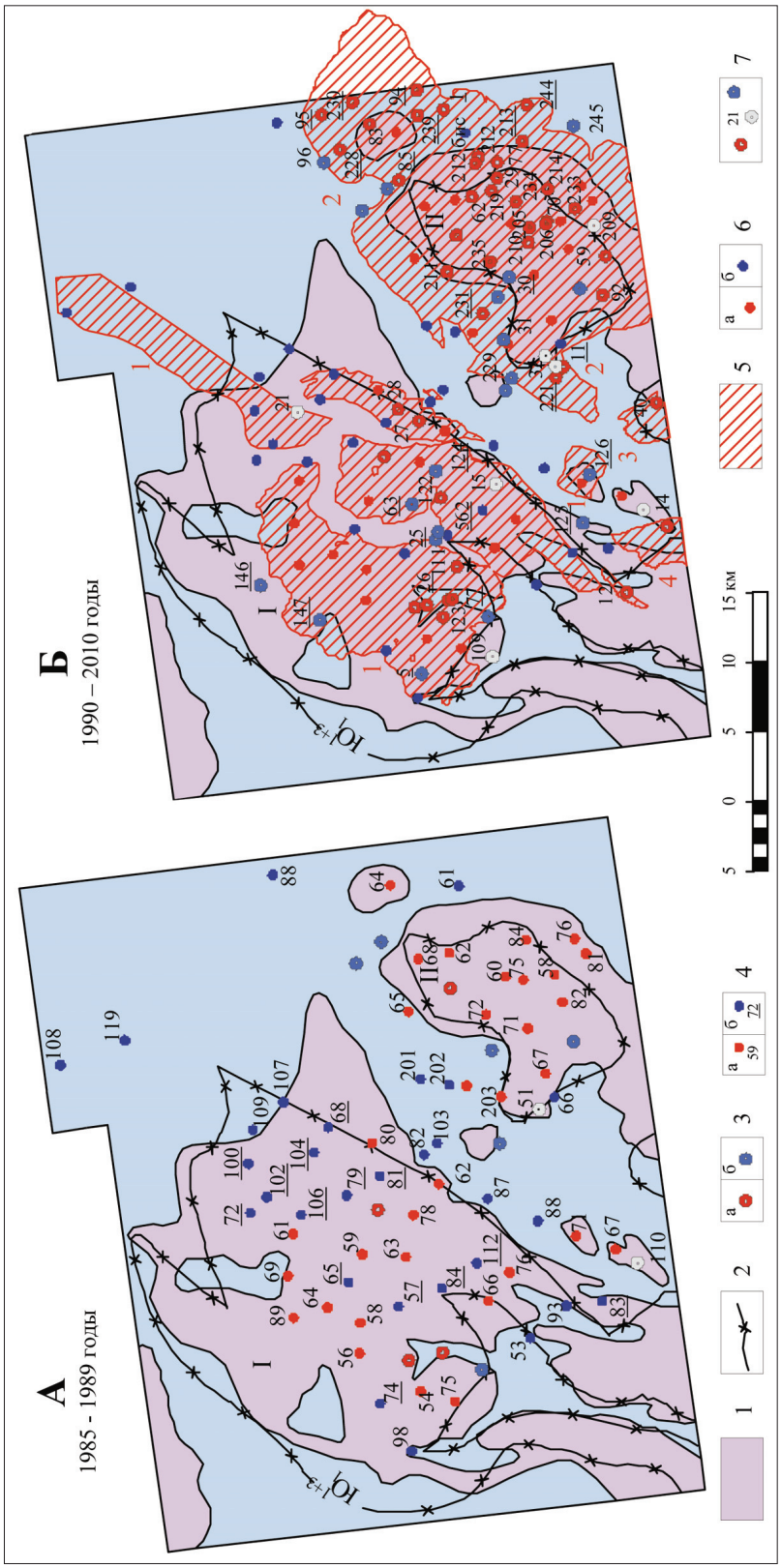

Рис. 2. Проверка бурением перспективных космофотоаномалий в районе Бахиловского (I) и Верхнеколикъеганского (II) месторождений. 1 – Космофотоаномалии (КФА), отображающие предположительно нефтеносные земли (выявлены А.Л. Клоповым в 1984 году). 2 – Предполагаемый традиционным способом (В.Г. Елисеев, 1985) контур нефтеносности. 3 – Скважины, пробуренные до выявления КФА (на рис. А без номеров): четыре продуктивные (а) и шесть нерезультативных (б). 4 – Скважины оценивающие (1989 г.), пробуренные после выявления КФА, продуктивные (а) и нерезультативные (б); подчеркнуты номера скважин, не подтвердивших интерпретацию КФА. 5-7 – Информация, проверяющая (2010 г.) космофотонефтепрогноз 1984 года: 5 – месторождения: «старые» – 1 – Бахиловское (1983 г.) и 2 – Верхнеколикъеганское (1981 г.); «новые» – 3 – Сусликовское (1994 г.), 4 – Митрофановское (1999 г.). 6 – скважины (а-продуктивные, б-непродуктивные), пробуренные в 1985-1989 гг. (без номеров). 7 – Скважины 1990-2010 гг.: продуктивные – 40, непродуктивные – 14, малодебитные – 5

скважин, пробуренных ранее, подтвердили дистанционный прогноз. Тем самым появилась возможность сравнения прогнозируемой (по КФА) и выявленной бурением нефтеносности продуктивных земель (см. рис. 2).

Первое детальное сравнение было выполнено в 1989 году по разведочным и поисковым скважинам, пробуренным после космодешифрирования. Их оказалось 62: продуктивных – 31 (рис. 2а), непродуктивных – 29, малодебитных – 2. При этом 97% скважин, в которых при испытании был получен приток нефти, вошли в контуры КФА; только одна оказалась вне аномалий [5]. Кроме того, установлено, что с помощью космофотонефтепрогнозного способа можно сократить число нерезультативных скважин при разведке месторождений УВ-сырья.

Например, при анализе КФА Бахиловского месторождения предполагалось, что контурная скважина 53 (приуроченная к центральной части контура нефтеносности) будет без нефти, так как попадает на участок, не охваченный КФА; при испытаниях скважина оказалась «сухой». Скважина 82 (Бахиловская), расположенная возле контура перспективных КФА, прогнозировалась непродуктивной; испытаниями подтвержден прогноз данной скважины как законтурной. Однако была пробурена еще одна скважина вне КФА (№103 в 1,5 км на юго-восток от предыдущей) и в ней при испытаниях не получены притоки нефти. В 1986г. далеко за контурами выявленных перспективных КФА были пробурены 4 скважины: 88, 108 (Бахиловские) и 201, 202 (Верхнеколикъеганские), все они при испытаниях не дали, как и прогнозировалось, притоков нефти. Но и после этого еще девять скважин (Бахиловские 87, 93, 98, 107, 109, 119, Верхнеколикъеганские 61, 66, 88) были заложены за контурами нефтеперспективных аномалий; ни в одной из них при испытаниях не было получено нефти. В результате была упущена реальная возможность резко сократить число неудач нефтепоиска.

Вторая проверка выполнена нами в 2011 году. За 20 лет в рассматриваемом районе были открыты Сусликовское (1994 г.) и Митрофановское (1999 г.) промышленные скопления нефти; значительно изменились контуры «старых» месторождений (рис. 2б); пробурено еще 59 скважин. И за период 1990-2010 гг. космофотонефтепрогнозирование стало высоконадежным методом поиска. Так, из 40 «новых» продуктивных скважин интерпретацию КФА рассматриваемого района подтвердили 26 (65%), а 14 скважин (рис. 2б) оказались за контурами этих аномалий, дав оценку авторского прогноза «с точностью наоборот».

В 1985 году были опубликованы результаты проверки прогнозируемой по космоснимкам (по КФА) степени нефтепродуктивности («дебитности») на Вэнгапурской и Северо-Сикторской нефтегазоносных площадях [2]. Проверка выполнена после бурения 72 скважин.

Нефтегазоносные земли, вскрытые бурением, условно классифицированы (в зависимости от дебита нефти и газа в скважинах) на четыре группы по степени продуктивности: высокие, средние, бедные и непродуктивные. Все КФА разделены на четыре группы: наиболее яркие отождествлялись с высокопродуктивными залежами УВ-сырья, яркие – со среднепродуктивными, интенсивные – с бедными, слабые – с непродуктивными. Таким образом, коррелировались четыре группы выявленной и предполагаемой продуктивности земель. Коэффициенты корреляции (К) определялись по степени сходимости сравниваемых групп продуктивности.

В результате корреляции выяснилось, что для Вэнгапурской площади в 39 точках из 50 (78%) К равен 1.00 (в 14 точках) и 0.75 (в 25 точках); для Северо-Сикторской площади К, равный 1.00, отмечен в 15 точках из 22 (68%), К, равный 0.75, – в 5 точках (23%) [2]. На территории Ярайнерского, Новогоднего, Харампурских месторождений в 49 пунктах (из 88) рассматриваемой проверки зафиксировано полное (К=1.00), а в 36 случаях – хорошее (К=0.75) соответствие установленной и предполагаемой групп продуктивности скважин [5].

Тем самым установлена возможность *дистанционного прогнозирования* земель опреде-

ленной группы продуктивности («дебитности»).

Приведенные теоретические, эмпирические данные позволяют сделать вывод о реальной возможности дистанционного (с помощью космической фотоинформации) выявления нефтеперспективных земель и на остальной территории ХМАО – Югры.

Осталось выяснить уровень надежности прогнозирования (на количественном уровне) и поиска площадей, перспективных для выявления промышленных скоплений УВ-сырья.

Проверка дистанционного нефтепрогнозирования земель нераспределенного фонда недр

По результатам глубокого бурения, проведенного после космодешифрирования (2011г.), нами выполнена проверка космофотонефтепрогнозирования поисковых участков ГРР в нераспределенном фонде недр ХМАО – Югры.

Рассматривались участки, отдешифрированные для мини-проектов – основной части Территориальных программ ГРР.

Карты результатов нефтепрогнозного дешифрирования КС составлялись ежегодно. Особое внимание уделялось отрисовке земель так называемого «черного» прогноза земель, где высоким (более 0.80) и максимальным (более 0.95) ожидался риск нефтепоиска.

Идея «черного» прогноза при космодешифрировании поисковых участков по Программе ГРР принадлежала первому директору НАЦ РН – Шпильману В.И., который считал такое прогнозирование важным, т.к. результаты дистанционного прогнозирования позволяют быстро и объективно решать вопрос – где в первую очередь не следует ставить не только глубокое бурение, но и детальную сейсморазведку. Отдешифрированные для поисковых участков контуры земель «черного» прогноза выносили в мини-проектах на сводную карту обоснования ГРР.

В текстовую часть проектов помещались карты дистанционной нефтепрогнозной оценки каждого из поисковых участков с пояснительной запиской. В 1994 году нефтепрогнозным космодешифрированием было обеспечено 7 мини-проектов, в 1995 году – 24. Всего было отдешифрировано 84 участка нераспределенного фонда недр (НФН); на 20 из них геологоразведочные работы (ГРР) к 2010 году дали отрицательный результат, и они в данной работе не рассматриваются.

Опоискование участков начиналось как минимум спустя год. В 1995 году ГРР проводились по семи мини-проектам (открыто три месторождения); в 1996 – 16 проектов, открыто 10 промышленных скоплений нефти; «урожайным» оказался 1998 год, когда ГРР выполнялись на 42 участках, где было открыто 19 месторождений.

34 отдешифрированных поисковых участка рассматриваемой проверки дистанционно изучены на региональном масштабном уровне, 30 – на зональном. На 42 участках до дешифрирования нефтеносность не была установлена; последующим глубоким бурением на них открыто 79 месторождений (из 127 «новых» по округу).

Участки проверки временем космодешифрирования расположены на территории четырех региональных зон: Западной, Приобско-Айпимской [4], Центральной и Восточной, выделенных по особенностям тектонического строения, нефтегазоносности, геологической изученности, освоению, добыче и развитию инфраструктуры. Первые две зоны находятся в западной части округа.

В **западную часть** ХМАО – Югры с ограничениями 63-72° в.д. попадает большинство участков, отдешифрированных для мини-проектов ГРР. Проверка космофотонефтепрогнозирования здесь выполнена на 34 участках общей площадью 36620 км^2, из них дистанционно изучены на зональном масштабном уровне 20 участков. На 23 участках до космодешифрирования нефтеносность не была известна (участки были или не опоискованы, либо поисковое бурение дало отрицательные результаты), т.е. они оказались без обучающей информации, в частности Амнинский участок (рис. 3).

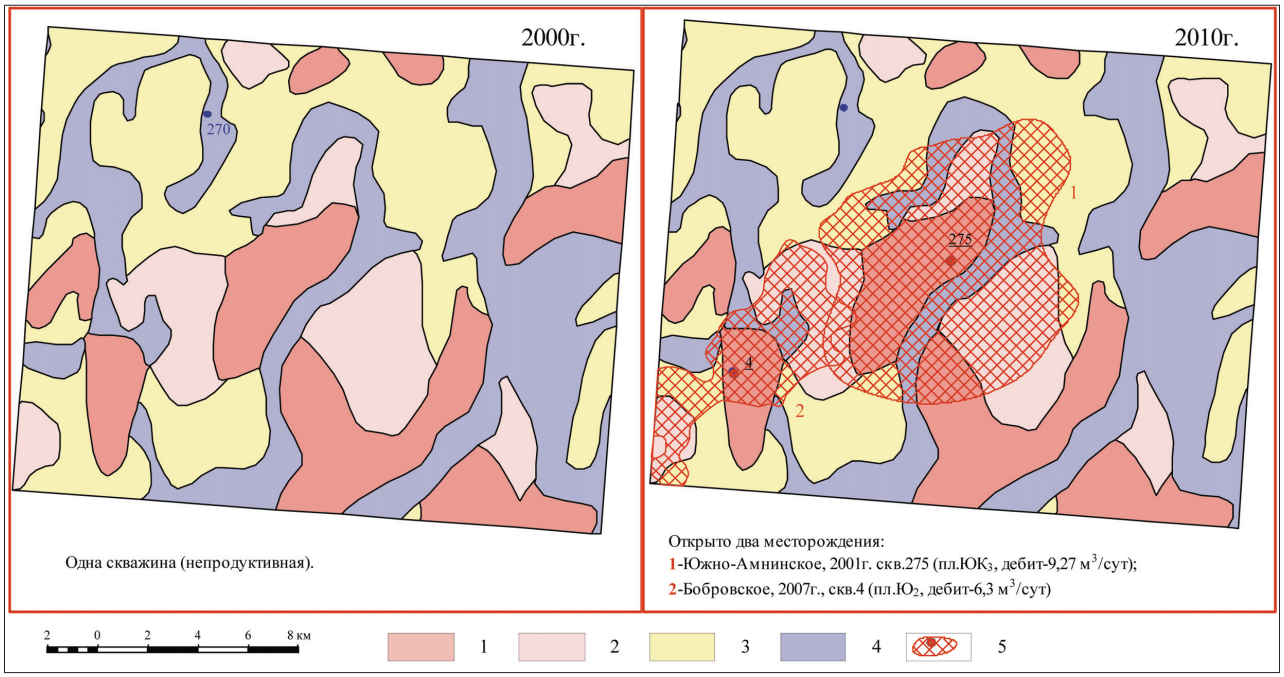

Рис. 3. Проверка временем зонального космофотонефтепрогнозирования участка Амнинский. 1-4 – Земли, оцененные космодешифрированием: 1 – высокопродуктивные, 2 – средней продуктивности, 3 – малопродуктивные (1-5), 4 – непродуктивные. 5 – Проверяющая информация (месторождения, продуктивные скважины)

Надежность космофотонефтепрогнозирования подтверждена 63 открытиями и 149 (из 272) продуктивными скважинами; 43 скважины оценили возможность дистанционного прогнозирования «дебитности» еще не пробуренных скважин.

Центральная часть ХМАО – Югры в ограничениях меридианами 72° и 78° отличается высокой плотностью разведанных промышленных скоплений УВ-сырья и меньшей (если не считать площадь Югорского заповедника) – «пустых» земель. Казалось бы, что здесь трудно ожидать многочисленных новых открытий. Однако рассматриваемая проверка показала, что на 13 разрозненных участках, «пустых» до космодешифрирования, открыто 25 месторождений и пробурено 35 продуктивных скважин.

В этой части округа космофотонефтепрогнозирование проверено на 25 участках общей площадью 23274 тыс. км^2. Большинство из них (17) изучено на региональном масштабном уровне.

Здесь дистанционный нефтепрогноз проверен 56 новыми открытиями (из 127 по округу) и 98 продуктивными скважинами. В 41 пункте на восьми участках оценена надежность прогнозирования на добуровой стадии степени нефтепродуктивности («дебитности»).

Из проведенных ранее проверок нефтепрогнозного дешифрирования КС [3,4] практический интерес представляет Быстринский район (площадью 2,5 тыс. км^2). Здесь проведены газогеохимические исследования (Сургутский профиль, 1987), «привязанные» к установленной глубоким бурением «дебитности» дистанционно закартированных земель [1]. В результате комплексных работ выявлена связь интенсивности КФА со степенью насыщения

газообразными УВ приповерхностных образований (туртасская свита, четвертичные отложения) над залежами углеводородного сырья: чем ярче аномалия, тем выше содержание этих газов в керне геохимических скважин, пробуренных в ее пределах.

По космодешифрированию Быстринского района (1985 г.) закартированы нефтеперспективные КФА четырех групп интенсивности: слабая (Г), средняя (В), высокая (Б), яркая (А). В результате статистического анализа зафиксированных дебитов нефти в 91 продуктивной скважине (из числа оценивающих дистанционный прогноз) выделены четыре группы «дебитности»: Г – малая (1 – менее 5 м^3/сут), В – средняя (5 – менее 30 м^3/сут), Б – высокая (30 – менее 60 м^3/сут), А – богатая (60 м^3/сут и более). Установлено, что «большинство скважин, где зафиксированы промышленные притоки нефти, пробурено в землях с ожидаемыми (по интенсивности КФА) дебитами 5 м^3/сут и более» [1, с.17]. Следует отметить, что такие же результаты получены по итогам статистического анализа дебитов 93 скважин юга Тюменской области (Нижнедемьянский район, 2005 г.).

«Несовпадение групп «дебитности» прогнозируемых с фактическими (± три группы) зафиксировано в восьми пунктах (9%) рассматриваемой проверки» [1]: семь скважин с богатыми дебитами оказались в землях, где по космодешифрированию ожидались небольшие дебиты; малодебитная скв.938 Западно-Сургутского месторождения (2,2 м^3/сут) попала в космофотоземли группы А. Полное (группа в группу) подтверждение ожидаемой по КС дебитности зафиксировано в 37% пунктов проверки [6].

Восточная часть округа (от 78° в.д. до административной границы) отличается наименьшей изученностью не только ГРР, но и нефтепрогнозным космодешифрированием для мини-проектов. Проверка временем осуществлена на пяти участках общей площадью около 5 тыс. км^2, четыре из которых (синие на рис. 4) изучены регионально, а один (Котыгъеганский) – зонально. Шесть открытий (из восьми «новых») попало на участки без обучающей прогноз информации, т.е. с не установленной до дешифрирования нефтеносностью.

Таким образом, наибольшая информация о проверке временем дистанционного нефтепрогнозирования земель НФН получена для запада ХМАО – Югры. Там расположено более половины не только «пустых» (до дешифрирования) участков, но и «проверяющих» открытий и скважин.

Технология проверки проста. На карты космофотонефтепрогнозной оценки поисковых участков ГРР наносились не только контуры «новых» месторождений, но и скважины, пробуренные после дешифрирования. Проверка

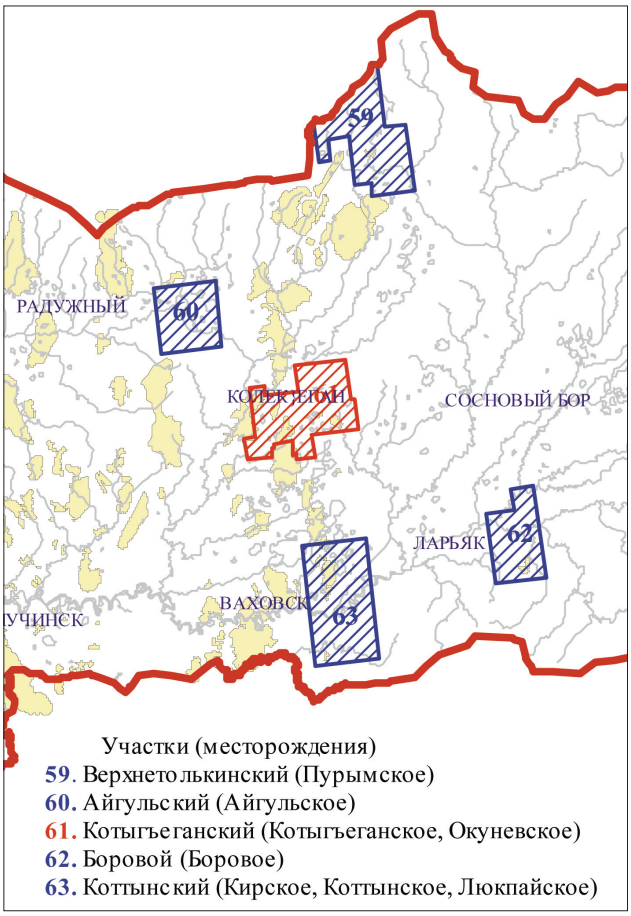

Рис. 4. Поисковые участки проверки открытиями (месторождениями) и продуктивными скважинами космофотонефтепрогнозирования восточной части ХМАО – Югры

выполнялась по космофотографическому местоположению скважин и по результативности (продуктивности) глубокого бурения.

«Мерилом» оценки надежности космофотографического нефтепрогнозирования мы приняли «точку» – продуктивную скважину (с дебитом 1 м^3/сут и более).

«Точечная» проверка регионального и зонального космофотонефтепрогнозирования осуществлена по всем продуктивным скважинам, пробуренным за 15 лет (по состоянию на 2010 год) после космодешифрирования. Таких проверок оказалось 272. Большая их часть (176 скважин) приходится на региональный уровень изучения.

Для каждой такой скважины в таблицы результатов проверки заносились следующие оценки: «да» (полное подтверждение прогноза), если скважина попала в контуры нефтеперспективных (продуктивных) земель; «да/нет» – в земли, прогнозируемые малоперспективными (малопродуктивными), либо (в редких случаях) на их контур; «наоборот» – когда продуктивная скважина оказывалась в контуре бесперспективных (непродуктивных) космофотоземель; «без оценки» либо «неясно» – в природных помехах дешифрированию (обводненные речные поймы, открытые болота), реже в землях, интерпретируемых неуверенно.

Результаты проверки «продуктивным» бурением на участках НФН оказались высокими, а именно:

194 продуктивные скважины из 272 проверяющих (71%) зафиксировали полное («да») подтверждение дистанционного нефтепрогноза. По такому «жесткому» варианту оценки – это далеко не лучший показатель. По «мягкому» логически более правильному (без скважин, попавших в помехи дешифрированию) варианту подтверждение будет выше – 78% (194 из 272-24).

Полное неподтверждение, с оценкой «наоборот», зафиксировали 18 продуктивных скважин (7% по жесткому варианту); они были пробурены на землях, оцененных на добуровой стадии космодешифрированием бесперспективными, непродуктивными.

36 скважин оказались или в малоперспективных космофотоземлях, или на их контуре. По той же оценке результат «подтверждение/неподтверждение» («да/нет») зафиксирован в 13% случаев.

Лучшие показатели достоверности дала проверка скважинами, открывшими промышленные скопления нефти.

82% месторождений (104 из 127) открыто в землях, дистанционно оцененных нефтеперспективными (на региональном уровне изучения) и продуктивными (на зональном уровне); они дали оценку «да» (полное подтверждение).

Скважины-открывательницы четырех месторождений (3%): Логачевская 310 и Западно-Карпаманская 555 оказались в землях, интерпретируемых неуверенно; Чапровская 170 и Южно-Мытаяхинская 7504 – в пойме водотоков.

14 месторождений (11%) открыто в малоперспективных или малопродуктивных космофотоземлях.

Только пять открытий (4%) попало на бесперспективные, непродуктивные космофотоземли, дав оценку прогнозированию «наоборот» (полное неподтверждение) – это Новонялинское и Северо-Кондинское (на западе округа), Силамарское, Новобыстринское и Южно-Янчинское (в центральной части ХМАО – Югры) месторождения.

Представляют практический интерес результаты проверки открытиями «пустых» земель (до космодешифрирования). Более половины «новых» месторождений (79 открытий) оказалось на 41 поисковом участке (общей площадью более 39 тыс. км^2) с не установленной до космодешифрирования нефтеносностью – либо неопоискованных (13 участков), либо с отрицательным результатом глубокого бурения. Тем самым, для 66% отдешифрированных участков НФН не только не было обучающей (прогнозирование) информации (не были опоискованы), более того, для большинства из них (28 участков) она была с отрицательным знаком (до 12 «пустых» скважин глубокого бурения на Коттынском участке). Проверка установила, что фотонефтепрогноз таких земель

подтвержден полностью («да») 64 открытиями (81%), не подтвержден («наоборот») – четырьмя (5%); девять месторождений (11%) этот прогноз подтвердили/не подтвердили («да/нет»), попав в малоперспективные (малопродуктивные) земли.

Таким образом, успех дистанционного прогнозирования земель с промышленной нефтепродуктивностью НФН округа по статистически достаточной проверке (почти 300 продуктивных скважин на 60-ти разрозненных поисковых участках общей площадью более 65 тыс. км^2) составил по «жесткому» варианту оценки **71%**. Наименьшим (69%) он зафиксирован в наиболее изученной части ХМАО – Югры – западной (34 поисковых участка площадью около 37 тыс.км^2, 149 оценочных скважин, 63 открытия). На 1% этот успех выше в центре округа (25 участков площадью более 23 тыс. км^2, 98 скважин, 56 месторождений). Максимален он на востоке (92%), однако там статистически недостаточна проверяющая информация (5 участков, 5 тыс.км^2, 25 скважин, 8 месторождений).

«Черный» (по В.И. Шпильману) прогноз (космофотопрогнозирование непродуктивных земель) оказался не столь представительным. Полное подтверждение («да») дистанционного прогнозирования «пустых» земель по округу зафиксировано в 22% пунктах проверки (35 скважин из 168 непродуктивных). Наиболее успешен (23%) этот прогноз в западной части округа, где пробурено 137 «нерезультативных» скважин; средний (21%) – в центре (89 «новых» скважин); на востоке – успех прогнозирования оценен одной скважиной из 17 проверяющих.

Реальной мы считаем возможность космофотопрогнозирования на добуровой стадии «дебитности» (степени нефтепродуктивности по группам дебитов нефти). Проверка таких ожиданий выполнена 100 скважинами на 30 отдешифрированных зонально участках; на 22 из них до космодешифрирования нефтеносность не была установлена.

Для каждой из 89 продуктивных скважин (в число оценок не вошло 7 скважин, оказавшихся в природных помехах дешифрированию) в табл. 1 выносили результаты испытаний на приток, при этом брали максимальные значения без учета нефтепродуктивного пласта и других показателей испытаний. По этим значениям определялась установленная (фактическая) группа «дебитности». Последняя сравнивалась с прогнозируемой. Оценивалась степень совпадения установленной и ожидаемой групп. Таким образом, «технология» проверки осталась такой же, как в 1985 году [2].

Полным (100%) считалось совпадение «группа в группу», хорошим (75%) – с разницей на одну группу, удовлетворительным (50%) – с разницей на две группы.

Оценка с точностью «наоборот» зафиксирована в четырех пунктах: Лумутинская скв.10903 (дебит – 56 м^3/сут), Моимская скв.22 (2,5 м^3/сут), Нялинская скв.29 (8,7 м^3/сут) и Северо-Егурьяхская скв.82 (5,8 м^3/сут). Скважины оказались в землях, отдешифрированных непродуктивными.

Кроме того, проверка бурением установила следующее (табл. 1):

– одна треть (31) продуктивных скважин полностью (100%) – группа в группу – подтвердила дистанционное прогнозирование степени нефтепродуктивности («дебитности»); в основном (21 скважина) – это средняя группа (5-30 м^3/сут);

– большинство (52%) скважин (46) выявило расхождение установленной «дебитности» с прогнозируемой на одну группу, дав оценку «хорошее совпадение» (75%);

– шесть скважин (7%) выявили расхождение на две группы – «удовлетворительное совпадение» (50%).

35% случаев полного (группа в группу) совпадения прогнозируемых групп «дебитности» с установленными – результат, конечно, не очень убедительный. Гораздо больший практический интерес, по нашему мнению, представляет дистанционный прогноз *средней* «дебитности». Как уже отмечалось, 40% продуктивных скважин Быстринского района имеют дебиты от 5 до 30 м^3/сут [1]. 86% таких скважин Нижнедемьянского района представляют эту группу на востоке округа – 61% [6].

Таблица 1 (фрагмент)

Результаты проверки бурением космофотонефтепрогнозирования «дебитности» (степени нефтепродуктивности) на поисковых участках нераспределенного фонда недр ХМАО – Югры за1995-2010 годы

Участки (выделены с неустановленной до космодешифрирования нефтеносностью), их номера	Скважина	Дебит, м³/сут	Группы «дебитности» (дебиты, м³/сут)		Степень подтверждения прогноза	
			Прогнозируемая	Установл.	варианты оценки	
					формальный	«жесткий»
Итого на 30 участках НФН (отдешифрированных зонально) прогнозировались дебиты:	89 скважин по группам прогнозируемой «дебитности»:		богатая – 2 скв. высокая –36 скв. средняя –32 скв. малая –14 скв. непродукт. –5 скв.			
- более 60 м³/сут	2 скважины (100%)		богатая	богатая – 1 скв. средняя – 1 скв.	полное -1 (50%) удовл. -1(50%)	Да-1 нет-1
- 30-60 м³/сут	36 скважин (100%)		высокая	высокая - 5 скв. богатая-9 скв. средняя-20 скв. малая-2 скв.	полное-5 (14%) хорошее-9 (25%) хорошее-20 (55%) удовлетв.-2 (6%)	Да-5 нет-9 нет-20 нет-2
- 5-менее 30 м³/сут	32 скважины (100%)		средняя	средняя-21 скв. высокая-6 скв. малая-4 скв. богатая-1 скв.	полное -21 (66%) хорошее-6 (19%) хорошее-4 (12%) удовл. -1(3%)	Да-21 нет-6 нет-4 нет-1
- 1 менее 5 м³/сут	14 скважин (100%)		малая	малая-4 скв. средняя-7 скв. высокая-2 скв. богатая-1 скв.	полное-4 (29%) хорошее-7 (50%) удовл. -2(14%) неудовл. -1(7%)	Да-4 нет-7 нет-2 нет-1
- менее 1 м³/сут и «пустые»	5 скважин		непродуктивная	богатая высокая средняя малая	наоборот-1 наоборот-1 наоборот-2 наоборот-1	нет-1 нет-1 нет-2 нет-1
В с е г о на землях НФН	89 скважин (100%)		5 групп	4 группы	полное-31 (35%) хорошее-46 удовл. -6 наоборот-6	Да-31(35%) нет-58
В т.ч. на участках (22) с неустановленной (до дешифрирования) нефтеносностью	46 скважин по группам прогнозируемой «дебитности»		богатая – 1 скв. высокая – 20 скв. средняя – 11 скв. малая – 10 скв. непродукт. – 4 скв.			
Прогнозируемые группы «дебитности» - более 60 м³/сут	1 скважина		богатая	богатая-1 скв.	полное-1 (100%)	Да-1
- 30-60 м³/сут	20 скважин (100%)		высокая	высокая-1 скв. богатая-3 св. средняя-15 скв. малая-1 скв.	полное-1 (5%) хорошее-3 (15%) хорошее- 15(75%) удовл. -1(5%)	Да-1 нет-3 нет-15 нет-1
- 5 – менее 30 м³/сут	11 скважин (100%)		средняя	средняя-9 скв. малая-2 скв.	полное-9 (82%) хорошее-2 (18%)	Да-9 нет-2
- 1 – менее 5 м³/сут	10 скважин (100%)		малая	малая-2 скв. средняя-6 скв. высокая-1 скв. богатая-1 скв.	полное-2 (20%) хорошее-6 (60%) удовл. -1(10%) неудовл.- 1(10%)	Да-2 нет-6 нет-1 нет-1
- менее 1 м³/сут и «пустые»	4 скважины		непродукт.	богатая-1 средняя-2 малая-1	наоборот-1 наоборот-2 наоборот-1	нет-1 нет-2 нет-1
Всего	46 скважин (100%)		5 групп	4 группы	полное-13 (28%) хорошее-26 удовл. -2 наоборот-5	Да-13 (28%) нет-33

По результатам проверки на 30 отдешифрированных зонально-поисковых участках НФН установлена высокая (66%) надежность прогнозирования по космическим снимкам преобладающих (среди промышленных) дебитов, т.е. 5-30 м^3/сут. Она выше, чем в соседних районах. Так, в Нижнедемьянском районе степень такого подтверждения составляет 61%; на восточных землях рассматриваемое подтверждение зафиксировали 58% продуктивных скважин: в 26 пунктах ожидания средних дебитов 15 скважин полностью подтвердили это прогнозирование [6].

На участках с неустановленной (до дешифрирования) нефтеносностью из 11 скважин, проверяющих прогнозирование средних дебитов, в 9 полностью подтвердилось прогнозирование (см. табл. 1).

Таким образом, выполненная проверка космофотопрогнозирования степени нефтепродуктивности показала, что дистанционный метод можно использовать для экспрессного выявления среднедебитных (5-30 м^3/сут) земель в местах еще не пробуренных скважин.

В целом, результаты многолетней (1995-2010 годы) и многочисленной (64 участка в разных частях округа, 127 открытий, 272 продуктивные скважины) проверки двухуровневого (регионального, зонального) космофотографического нефтепрогнозирования земель нераспределенного фонда недр округа показывают, что:

– дистанционное, с помощью космических снимков, выявление на дневной поверхности следов скрытых на глубине промышленных скоплений УВ-сырья надежно; успешность такого прогнозирования 0.86 (региональный масштабный уровень, 58 полных подтверждений из 72 открытий пунктов проверки) и 0.84 (зональный, 46 подтверждений из 55 проверок);

– успешно прогнозирование нефтепродуктивности еще не пробуренных скважин 0.71 (по «жесткой» оценке 272 скважинами, с 194 подтверждениями);

– эффективно прогнозирование на участках с неустановленной (до космодешифрирования) нефтеносностью (0.81 для открытий, 0.73 – скважин).

– Дистанционный метод прошел испытание временем и на остальных поисковых участках ГРР.

РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

И.П. Толстолыткин, Н.В. Мухарлямова, К.В. Коровин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Разработка нефтяных месторождений Югры началась в 1964 году и продолжается уже более 50 лет. Большинство месторождений с начальными извлекаемыми запасами свыше 16 млрд т были введены в эксплуатацию до 1995 г. и находятся в разработке уже много лет, что позволяет их отнести к «зрелым месторождениям». С 1978 по 2013 гг. на протяжении 35 лет ХМАО – Югра производило более половины добычи нефти России, обеспечивая ее стабильную добычу. С 1999 по 2007 гг. на протяжении девяти лет на месторождениях округа обеспечивался интенсивный рост уровня добычи. Среднесуточная добыча нефти выросла на 307 тыс. т, что составило 60% (рис. 1) уровня 1998 г. С 2008 г. началось естественное снижение годовой добычи округа в пределах 2-2,5%. К 2014г. снижение среднесуточной добычи составило 77 тыс. т, или 10% уровня 2007 г. Невыполнение проектных решений по добыче нефти в пределах 3-3,5% в соответствии с «Методическими указаниями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденных Приказом Министерства

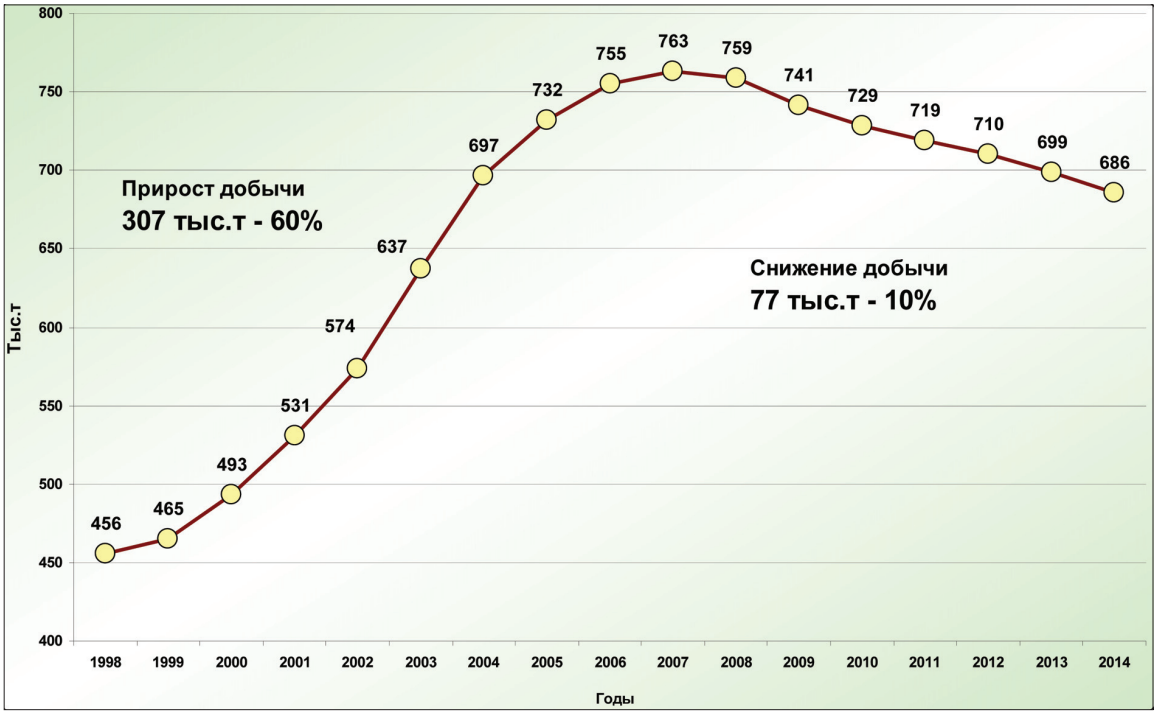

Рис. 1. Динамика среднесуточной добычи нефти по ХМАО – Югре

природных ресурсов РФ (№61 от 27.03.2007 г.) считается допустимым и не противоречит принятым прогнозам добычи нефти по округу, поэтому считать снижение добычи в округе обвальным нет никаких оснований.

Рис. 2 дает представление о структуре извлекаемых запасов распределенного фонда недр ХМАО – Югры. Добыто 49% извлекаемых запасов ABC_1+C_2 округа. Разбуренные разведанные запасы составляют 19%, на неразбуренные разведанные запасы приходится 17%, на предварительно оцененные запасы категории C_2 приходится 15%, т.е. на балансе округа стоит более половины первоначальных запасов ABC_1+C_2. Даже с учетом того, что качество этих запасов ниже качества ранее разбуренных, добычный потенциал нефти остаточных запасов округа, стоящих на Государственном балансе, представляется довольно значительным.

Рис. 3 характеризует текущие извлекаемые запасы нефти ХМАО – Югры на 1.01.2014 года. Отбор высокопродуктивных запасов с проницаемостью коллекторов более 10 мД составил 74% при обводненности продукции более 90%. Все большую роль в добыче округа начинают играть трудноизвлекаемые запасы, выработка которых составила 24% при обводненности продукции скважин 57%. В 2014 году трудноизвлекаемые запасы обеспечили 48% годовой добычи округа.

С дебитами по нефти менее 5 т/сут работало более 36 тыс. скважин (50%), которые добыли 28 млн т нефти (11% годовой добычи округа). С обводненностью продукции более 95% работало свыше 25 тыс. скважин (35%) с годовой добычей 37 млн т нефти (15% годовой добычи округа). В целом, 44 тысячи низкодебитных и высокообводненных скважин добыли в 2014 г. 53 млн т нефти (21% годовой добычи округа).

Основная добыча нефти по округу производится из запасов, введенных в разработку до 1995 г. За 2013 год их добыча составила

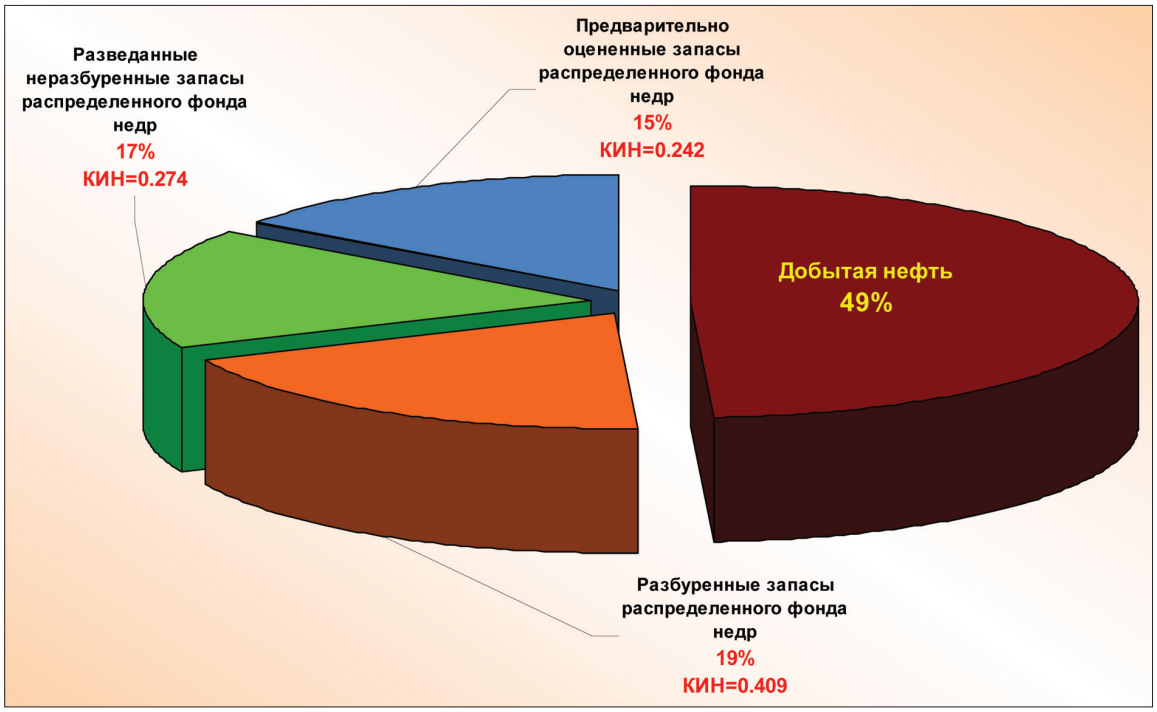

Рис. 2. Структура запасов нефти распределенного фонда недр ХМАО – Югры

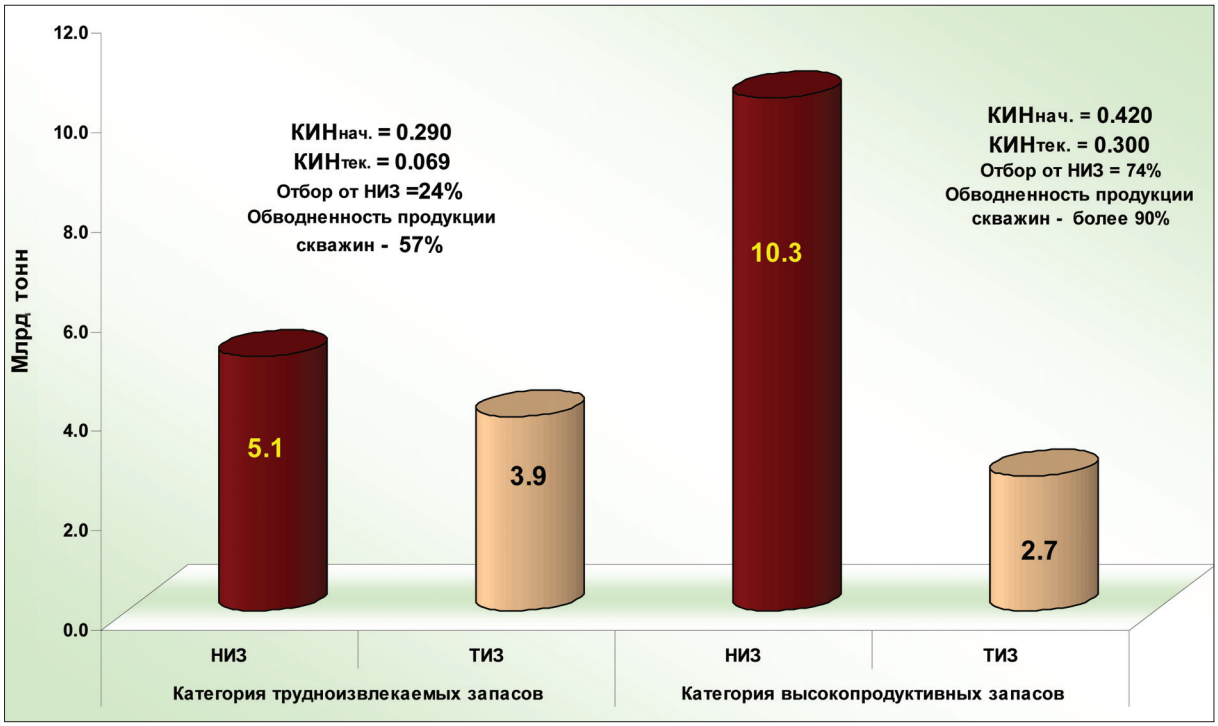

Рис. 3. Характеристика текущих извлекаемых запасов ХМАО – Югры на 01.01.2014 г.

83% окружной добычи. Следует отметить, что, несмотря на высокую обводненность продукции скважин, запасы длительно разрабатываемых месторождений еще значительны и являются одним из факторов поддержания уровня окружной добычи.

В 2014 г. на промыслах ХМАО – Югры было добыто 250 млн т нефти, что на 4,7 млн т (1,9%) меньше, чем в 2013 г. Проектный уровень по добыче нефти выполнен на 97%. Объем эксплуатационного бурения составил 12,5 млн м и с 2005 г. вырос в 1,7 раза. В разработку было введено свыше 3,5 тысяч новых добывающих скважин.

В 2014 г. было проведено свыше 26 тысяч геолого-технологических мероприятий (ГТМ), что на 4 тысячи больше, чем в 2013 г. Прирост добычи нефти за счет ГТМ составил 26 млн т, или свыше 10% годовой добычи округа.

Наибольший эффект был получен от гидроразрыва пласта, бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и физико-химических методов. Следует признать, что в 2014 г. из-за снижения качества запасов и эффективности ГТМ не удалось восполнить естественное снижение базовой добычи округа, несмотря на рост объемов ГТМ, что привело к недостижению проектного уровня добычи нефти.

Начало естественного снижения добычи нефти по округу делает актуальной оценку добычного потенциала Югры на современном этапе и пути его реализации.

Оценивая добычный потенциал нефти ХМАО – Югры, рассмотрим его слагаемые:

1. Текущие запасы нефти распределенного фонда, стоящие на Государственном балансе, составляют 51% начальных извлекаемых запасов округа. В состав этих запасов входят текущие запасы разрабатываемых месторождений и имеются еще месторождения распределенного фонда, не введённые в разработку.

2. Прирост добычи нефти в результате применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи является вторым сла-

гаемым добычного потенциала округа. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и проводимые геолого-технологические мероприятия (ГТМ) в свое время сыграли значительную роль в росте годовых уровней окружной добычи нефти.

Однако традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи. Стратегия повышения нефтеотдачи состоит в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся 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 глубокое изучение керна и пластовых флюидов. В настоящее время невозможно создание инновационных технологий без изучения тонкой поровой структуры горной породы, без определения энергетической структуры начальных и текущих запасов нефти, без изучения взаимодействия пластовых флюидов с горной породой, без использования воздействия на продуктивные пласты различных физических полей. Инновационные технологии должны обеспечить значительный прирост извлекаемых запасов

Большой интерес в условиях Югры представляет выработка остаточных запасов высокопроницаемых обводненных крупнейших разрабатываемых месторождений округа – Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского и др., которые, несмотря на длительный период эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти.

Была произведена оценка возможности применения для выработки этих запасов одной из комплексных технологий физико-химического воздействия на пласт – АСП, предусматривающую закачку в пласт щелочи, ПАВ, полимеров и позволяющую добыть дополнительную нефть, не стоящую на балансе.

Применение этой технологии позволит не только стабилизировать добычу нефти, но и обеспечит действительно рациональное пользование недрами. Уже в первые 5-10 лет после массового внедрения этой технологии есть возможность увеличить добычу по округу на 15-20 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.

Большие возможности для повышения эффективности разработки имеют газовые и газоводяные методы. В мире более 150 месторождений разрабатываются с закачкой углеводородного, углекислого газа, азота. С помощью газовых методов в Норвегии удалось поднять КИН с 30 до 50% и ставится задача довести его до 60%. В округе применение методов газового воздействия только начинается. Считаем, что их применение существенно повысит добычный потенциал округа.

Значительный прогресс достигнут в результате применения многозонного гидроразрыва в горизонтальных скважинах по сравнению с обычной технологией. Большие и успешные объемы работ в этом направлении были проведены Роснефтью, ТНК-ВР и НК «Лукойл». Так, средний дебит по 9 горизонтальным скважинам НК «Роснефть» на Восточно-Правдинском, Ефремовском, Приобском и Омбинском месторождениях составил 177 т/сут при среднем по округу 10 т/сут. Хорошие результаты в регионе дает опробование «азотно-пенного гидроразрыва пласта» с ростом дебитов по нефти на 10-15%.

Незаслуженно «забыты» дилатансионные методы, в свое время успешно опробованные на Мамонтовском месторождении. При опробовании технологии дебит по нефти скв. 587 увеличился с 20 до 40 т/сут (в 2 раза), скв.612 с 15 до 53 т/сут (в 3,5 раза), скв.688 с 7,2 до 40 т/сут (в 5,5 раза). Продолжительность эффекта составила 1,5-2 года. Положительное влияние технологии частично наблюдалось и по соседним скважинам.

Стала применяться в округе технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на многопластовых месторождениях. В

условиях Югры внедрение тысячи установок ОРЭ позволит обеспечить прирост годовой добычи в 2 млн т нефти.

Следует упомянуть об успешном опробовании на месторождениях округа плазменно-импульсного воздействия на пласт, разработанного кафедрой геофизики Санкт-Петербургского технического университета им. Г.В. Плеханова совместно с Научно-производственным центром «Гео-МИР». С 2007 г. промышленным внедрением метода занималась компания «Новас». Работы были проведены в более чем 150 скважинах. Эффект был получен в 82% случаев и длился от 6 до 24 месяцев. Среднее увеличение дебита более 50%, приемистости 20-50%. Работы проводились на Южно-Приобском, Вахском, Западно-Полуденном и других месторождениях. Положительные результаты были получены даже в коллекторах с пористостью 2-3% и проницаемостью 1,5-3 мД.

Успешно опробована на Самотлорском и Ватинском месторождениях имплозивная обработка призабойной зоны пласта установкой УСИ-3А, разработанной ООО «АРС» г. Омск. Дебит нефти увеличился в 2 раза.

Технология реализации методов, химические реагенты, оборудование дорогостоящие, поэтому в зависимости от объема применения, произведенных затрат и получаемого эффекта потребуется стимулирование этих работ со стороны государства. Необходимо внести изменения о предоставлении налоговых льгот, хотя бы частично покрывающих дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий.

Особое внимание следует уделить баженовско-абалакским отложениям с их многомиллиардными ресурсами углеводородов. До 2007 г. годовой уровень добычи из этих отложений не превышал 120 тыс т, а с 2007 года недропользователи округа начали проявлять к ним повышенный интерес, что отразилось на росте годовой добычи, которая в период 2009-2014 г. превысила 750 тыс. т (рис. 4).

Создание технологии разработки баженовско-абалакских отложений ОАО «РИТЭК» связывает с термогазовым методом воздействия на пласт, который основан на закачке воздуха и нагревании породы в результате окислительных процессов до температуры 360-420°С. Метод был предложен сотрудниками ВНИИнефть в 1971 г. Есть опыт его применения в ряде стран мира (США, Канада, Украина, Норвегия). Только в США с применением термогазового воздействия разрабатывается 11 месторождений, 5 из которых характеризуются высокой рентабельностью и еще по 4-м хорошие экономические показатели ожидаются в перспективе. КИН по этим месторождениям оценивается в пределах 0,28-0,64 д. ед. Опытно-промышленные работы начаты ОАО «РИТЭК» на Средне-Назымском месторождении в 2009 году. Большой объем работ на баженовского-абалакских отложениях проводит НК «Сургутнефтегаз», у которой наибольшая в округе добыча нефти из этих отложений.

Создание технологии разработки баженовских отложений коренным образом может решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в ХМАО – Югре. Однако проблема эта весьма сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными даже крупными компаниями без участия Государства и объединения усилий всех заинтересованных в ее успешном решении. Для этого необходима «Государственная программа промысловых испытаний и обоснования инновационного комплекса разработки месторождений баженовско-абалакских отложений», результатом реализации которой явится не 750 тысяч, а миллионы тонн нефти и не на шельфе полярных морей, а в относительно обустроенной Западной Сибири.

Официально геологические ресурсы нефти баженовско-абалакского комплекса оцениваются в 11 млрд т. Обладая значительным потенциалом, баженовско-абалакский НГК характеризуется целым рядом факторов, осложняющих использование традиционных технологий. Аномально высокие пластовые давления при наличии трещинной составляющей обусловливают сложность технологии первичного и вторичного вскрытия при строительстве скважин, а также влияют на характер работы

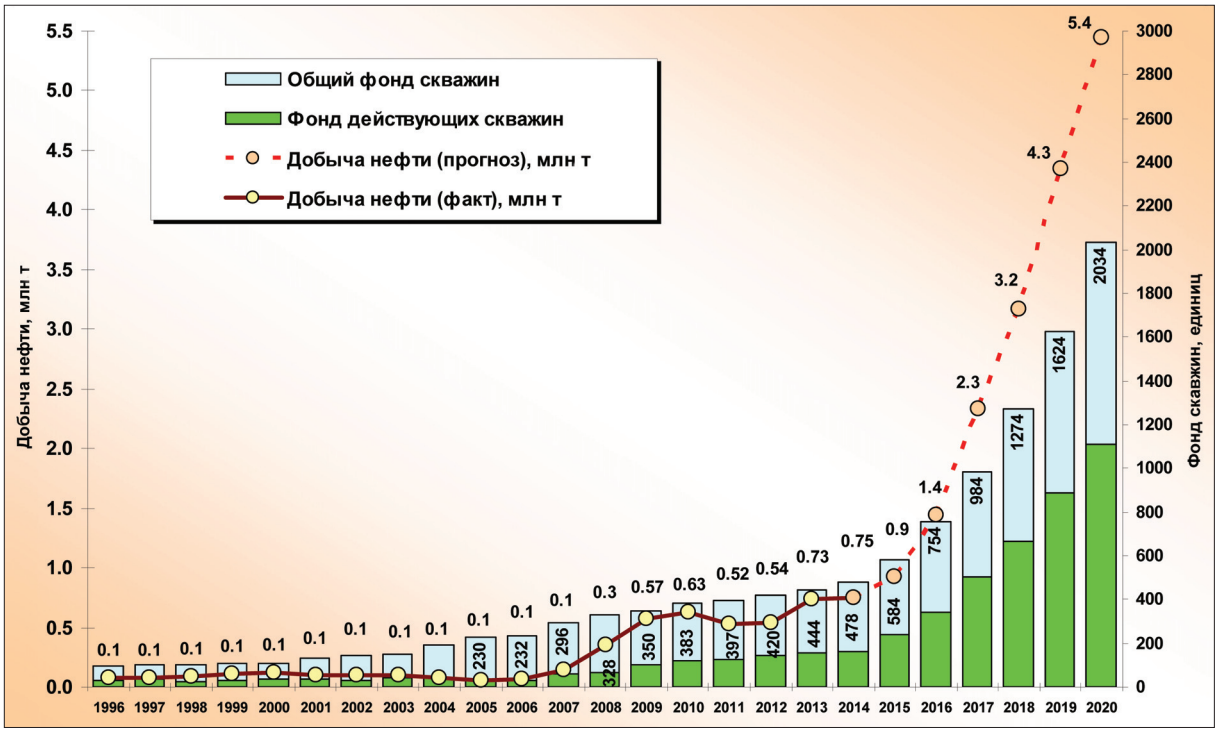

Рис. 4. Динамика добычи нефти из баженовско-абалакского комплекса по ХМАО – Югре

скважин, повышая риски при освоении и разработке.

Уникальность и своеобразие баженовских отложений связаны с тем, что баженовская свита является породой, в которой еще не завершены процессы преобразования органического вещества – керогена в углеводороды. Ранее подобные породы обычно рассматривались как неколлекторы.

Таким образом, углеводородные ресурсы баженовской свиты содержатся в двух формах:

– в органическом веществе – керогене (23.3% от объема породы);

– в форме легкой нефти (продукт генерации органического вещества – керогена): 7.2% от объема породы.

Пласты баженовской свиты характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость 8-10%, проницаемость матрицы – порядка 0,1-5 мД, проницаемость трещин – порядка 1Д, нефтенасыщенность – около 80-90%. Нефтекерогеносодержащие породы представлены двумя принципиально различающимися типами: микротрещиноватым (порово-трещиноватым) коллектором – практически непроницаемой матрицей и макротрещиноватым (трещинно-кавернозным) коллектором.

За всю историю разработки на территории ХМАО – Югры отложения баженовской свиты эксплуатировались на 35 месторождениях. Наибольшее количество скважин эксплуатируется на 10 месторождениях – Ай-Пимском, Галяновском, Западно-Сахалинском, Красноленинском, Маслиховском, Правдинском, Салымском, Северо-Салымском, Средне-Назымском и Ульяновском. На остальных разработка пластов баженовской свиты осуществляется одиночными скважинами.

В 2014 году на пластах баженовской свиты работало 162 скважины со средним дебитом по нефти 16.3 т/сут, по жидкости – 20.3 т/сут. За год отобрано 0.746 млн т нефти. Наибольший вклад в годовую добычу нефти дают месторож-

дения ОАО «Сургутнефтегаз» – 0.535 млн т, или 72%. Накопленная добыча нефти из баженовской свиты на конец 2014 года составила 7.9 млн т. Наибольший накопленный отбор нефти (3.7 млн т) на Салымском месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Введение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов сложно построенных залежей баженовских отложений является важнейшей отраслевой задачей. Традиционный способ воздействия на пласт нагнетанием воды в условиях баженовской свиты показал свою неэффективность. Перспективным представляется термогазовое воздействие, с использованием которого во многих странах мира активно вовлекаются в разработку залежи сланцевой нефти, характеризующиеся близкими к баженовско-абалакскому НГК свойствами. На территории ХМАО – Югры эксперименты по применению термогазового воздействия ведутся на Средненазымском месторождении, где сформировано два опытных участка скважин.

Другая перспективная технология для разработки баженовской свиты – бурение горизонтальных скважин с проведением по ним многозонного гидроразрыва пласта.

Сложность строения коллекторов баженовской свиты и процесса извлечения из них нефти обусловила необходимость применения новых технологических решений, в т.ч. ранее не применявшихся на месторождениях ХМАО – Югры. Кроме того, эффективное вовлечение баженовских пластов в разработку невозможно без детального изучения их геолого-физических условий. Для решения данной задачи и апробации новых технологий вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов в 2014 году на территории ХМАО – Югры создается научный полигон «Баженовский».

Границы полигона расположены в пределах Фроловской НГО, в 270 км к северу от Ханты-Мансийска. Основанием для его организации послужил Протокол, подписанный Губернатором ХМАО – Югры Н.В. Комаровой и Президентом РАН Фортовым В.Е., а также Соглашение по изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов нефти и газа между МПРЭ РФ и Администрацией ХМАО – Югры.

В рамках первого этапа работ, намеченного на 2015-2017 гг., осуществляется геологическое изучение баженовской свиты в рамках полигона. Предусмотрены постановка и бурение опорной скважины, отбор керна (с апробацией новой методики отбора, предусматривающей сохранение в породе флюидов), проведение комплекса ГИС и каротажных работ, петрофизических исследований и изучения проб нефти. Конечным результатом данного этапа должно стать создание геологической модели.

В дальнейшем намечено проведение совместных с недропользователями ХМАО опытно-промышленных работ по апробации новых технологий нефтеизвлечения. Конечной целью является системное внедрение этих технологий в практику разработки нефтеносных пластов баженовско-абалакского НГК. Как следствие, предполагается ускорение эксплуатационного разбуривания данных пластов и повышение его эффективности.

В 2013 году разработан прогноз добычи нефти и ввода новых скважин по баженовско-абалакскому НГК.

При активном разбуривании баженовской свиты, в том числе горизонтальными скважинами с проведением по ним многозонного гидроразрыва пласта, по оценкам годовая добыча нефти из баженовско-абалакского НГК достигнет более 1 млн т к 2016 году. К 2020 году добыча нефти из пластов баженовского НГК достигнет 5.4 млн т, накопленные отборы нефти составят около 19 млн т. Предполагается пробурить 750 новых скважин, включая 249 горизонтальных. Всего в 2014-2020 гг. предполагается пробурить 2.5 млн м.

Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов и КИН в результате внедрения инновационных технологий по продуктивным комплексам Югры приведена в таблице 1. Наибольший прирост промышленных извлекаемых запасов $АВС_1$ ожидается на месторождениях меловой системы.

В целом ожидаемый прирост извлекаемых запасов составит 2,1 млрд т с приростом КИН

Таблица 1

Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов нефти за счет инновационных технологий

Объекты	КИН на Гос. балансе, доли ед.	Оцениваемый КИН, доли ед.	Прирост извлекаемых запасов (ABC_1+C_2), млрд т	Прирост КИН, доли ед.
1. Меловая система	0,385	0,425	1,40	0,04
2. Ачимовская толща	0,260	0,330	0,20	0,07
3. Баженовско-абалакская толща	0,233	0,273	0,10	0,04
4. Верхняя юра	0,348	0,378	0,10	0,03
5. Средняя юра (тюменская свита)	0,240	0,270	0,20	0,03
6. Доюрский комплекс	0,209	0,249	0,10	0,04
Итого по ХМАО – Югре	**0,371**	**0,411**	**2,1**	**0,04**

на 0,04 д.ед., с 0,371 до 0,411. В 2020 году за счет инновационных технологий предполагается получить прирост годовой добычи в 35 млн т, а в 2030 году 60 млн т. Для достижения результатов оценки рекомендуется применение вышеупомянутых технологий, большинство из которых прошло апробацию в условиях Югры.

3. Третьим слагаемым добычного потенциала Югры является прирост запасов нефти по результатам ГРР за период до 2030 г. в объеме 2,5-3 млрд т в зависимости от объемов поисково-разведочного бурения, в том числе за счет перевода предварительно оцененных запасов категории C_2 в запасы промышленных категорий. Предполагается прирастить более 1 млрд т нефти. Большие надежды мы возлагаем на результаты опоискования в пределах округа мезозойских отложений Карабашской и Юганско-Колтогорской поисковых зон. Объектом изучения наряду с другими должен стать баженовско-абалакский комплекс, разведанность которого явно недостаточна. И наконец, необходимо начинать работы по поиску и разведке месторождений палеозойской нефти, промышленные притоки которой были получены как на территории Югры, так и на месторождениях Томской области в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Высока вероятность открытия под мезозойским этажом палеозойской нефти, для разведки которой потребуется методика проведения работ, отличающаяся от методики, применяемой на мезозой, и включающая гравимагнитные высокоточные методы, магнитно-теллурические зондирования, изучение теплового поля и глубинных тепловых потоков, а также другие методы. Направление ГРР на поиск месторождений домезозойской нефти и газа представляется нам весьма перспективным.

В целом, несмотря на некоторое снижение годовой добычи нефти на месторождениях округа добычный потенциал ХМАО – Югры еще довольно высок и способен стабилизировать уровень годовой добычи нефти в регионе.

Внедрение рекомендуемых технологий сдерживается из-за сложившейся к настоящему времени законодательной и нормативной практики. Мы используем нормативные документы прошлого века, которые нуждаются в пересмотре. Неудовлетворительное состояние технологического проектирования, разработки полезных ископаемых и использования передовых соответствующих технологий вызвало необходимость указания Президента РФ Путина В.В. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК 13.02.2013 г. обратить особое внимание на соблюдение всеми

недропользователями существующего порядка разработки месторождений, исключающего выборочный отбор запасов, введение обязательных регламентов на проектирование и разработку месторождений, проведение своевременной серьезной комплексной экспертизы проектов освоения месторождений и контроль за исполнением принятых решений. В комиссию по согласованию технических проектов, по мнению Президента РФ, должны входить кроме сотрудников министерств и ведомств, экологи, ученые, эксперты, а также представители компаний, которые ранее были выведены из состава комиссии, что явилось грубой ошибкой, так как исключилось участие в работе комиссии весьма квалифицированных специалистов, непосредственно занимающихся разработкой месторождений.

В настоящее время подготавливаются новые регламенты проектирования и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, призванных устранить недочеты нормативных актов в этой области. Однако к первой редакции этих «Правил» имеется целый ряд принципиальных замечаний, основные из которых сводятся к тому, что в них не уделено внимания растворенному газу, методам интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи. Недостаточно освещены вопросы контроля за процессом разработки, рациональной выработкой запасов и выполнением проектных решений. Не предусмотрена необходимость проведения мониторинга разработки нефтяных месторождений. Считаем, что в «Правилах» следует прописать статус, роль и функции комиссий по разработке месторождений. В представленном виде «Правила разработки» нуждаются в доработке.

Разработка нефтяных месторождений должна исходить из следующих принципов:

Недра и содержащиеся в них полезные ископаемые принадлежат государству, которое временно предоставляет их недропользователям для поиска, разведки и добычи полезных ископаемых. Одна из основных задач разработки нефтяных месторождений – обеспечение потребностей общества и народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах и нефтепродуктах на длительный период. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечить рациональное бережное использование запасов углеводородов с максимально возможным коэффициентом их извлечения. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечивать поступление дохода государству в бюджеты всех уровней. При разработке нефтяных месторождений должен быть обеспечен прозрачный учет добываемых углеводородов. Разработка нефтяных месторождений должна вестись в полном соответствии с технологическими проектными документами, прошедшими Государственную экспертизу и с использованием только запасов, поставленных на Государственный баланс. Проектные документы должны служить своеобразным компромиссом между интересами государства и недропользователя. При разработке нефтяных месторождений должна быть обеспечена охрана недр, окружающей среды и безопасные методы проведения всех видов работ. При экономической оценке вариантов разработки нефтяных месторождений расчеты следует проводить по единым для каждого региона нормативам, свободным от конъюнктурных соображений, что даст возможность сравнения различных месторождений. По итогам прошедшего года недропользователь представляет в комиссию по разработке результаты выполнения проектных показателей разработки нефтяных месторождений за истекший год. С самого начала и до конца эксплуатации разработка нефтяных месторождений должна сопровождаться проведением исследований по контролю за процессом разработки и выработкой запасов углеводородов, мониторингом разработки месторождений.

Большие нарекания вызывает сама система технологического проектирования разработки нефтяных месторождений, излишне формализованная. Технологическое проектирование должно быть инновационным, базироваться на качественной исходной информации, которой зачастую не хватает из-за экономии на исследованиях. 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 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 существующей системы технологического проектирования является необязательность выполнения утвержденных решений, т.к. не предусмотрен должный контроль за их выполнением. В законодательном порядке необходимо предусмотреть мониторинг разработки и выполнения проектных решений. Необходимо добиваться не только достижения проектных уровней добычи и бурения, но и проведения всего комплекса исследований, предусмотренных проектным документом.

Для реализации добычного потенциала округа необходимо:

На Федеральном уровне разработать четкую стратегию развития отрасли, обеспечить принятие нормальных федеральных законов, нормативных документов, стандартов, регламентов, методических руководств, регулирующих деятельность ТЭК, взять государству на себя ведение НИОКР по важнейшим направлениям, обеспечивающим научно-технический прогресс в отрасли и подготовку элитных кадров.

Контроль за деятельностью недропользователей должен производиться на уровне субъектов Федерации, которые должны проводить мониторинг разработки и обустройства месторождений, включая выполнение проектных решений, внедрение МУН с последующим принятием управленческих решений по нормализации выявленных отклонений.

Предусмотреть, наряду с применением экономических санкций за нарушение принятых на себя недропользователем обязательств в области разработки и обустройства месторождений, стимулирование бережного рационального использования запасов и повышения КИН, применения новых более совершенных технологий нефтеотдачи.

Комиссиям по запасам считать целесообразным проводить экспертизу и утверждать с постановкой на Госбаланс запасов подвижной нефти наряду с геологическими и извлекаемыми запасами.

Считать необходимым провести в 2014-2015 гг. аудит запасов нефти на месторождениях ХМАО – Югры с их экономической оценкой. Оценка запасов должна характеризовать: количество запасов нефти разных категорий; их экономическую характеристику с учетом плотности запасов, удаленности от мест переработки или транспортировки, глубины залегания залежей, наличия инфраструктуры: дорог, энергоснабжения, трубопроводов, населенных пунктов и т.п.; степень выработанности залежей нефти; величину остаточных запасов на разрабатываемых месторождениях, уделив особое внимание оценке категории C_2; состояние с использованием попутного нефтяного газа.

На основании проведенного аудита недропользователи должны составить программу освоения с указанием сроков и конкретных технологий интенсификации и МУН.

Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи и реализации добычного потенциала нефти на месторождениях ХМАО – Югры состоит в том, что пришло время осознать и принять науку с ее инновациями в качестве прямой производственной структуры в системе добычи нефти, которая имеет все возможности стабилизировать добычу нефти в регионе на длительную перспективу. Югра еще многие годы будет передовым районом России по добыче нефти.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ МАКСИМАЛЬНОГО ОХВАТА НАГНЕТАТЕЛЬНОГО ФОНДА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

К.В. Коровин, Т.Н. Печёрин
(АУ ««НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Воздействие на пласт физико-химическими реагентами является одним из важнейших способов повышения нефтеотдачи. Взаимодействие высокомолекулярных соединений с закачиваемой водой ведет к ее загущению и снижению подвижности, что, в свою очередь, уменьшает величину притока воды в добывающую скважину. В результате снижается доля воды в добываемой продукции, улучшаются экономические показатели разработки, что продлевает срок рентабельной эксплуатации и повышает величину отбора нефти за этот срок.

На применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и их эффективность оказывают влияние следующие факторы:

– многообразие закачиваемых реагентов и применимость каждого из них к конкретным геолого-физическим условиям;

– изученность объекта воздействия;

– подтверждение эффективности состава по результатам лабораторных и промысловых экспериментов;

– охват эксплуатационного объекта геолого-технологическими мероприятиями.

Причем, если первые три фактора определяют эффект отдельных операций по конкретным скважинам, то от охвата воздействием зависит его интегральный эффект в масштабе большой системы – залежи, объекта разработки.

Поскольку физико-химическое воздействие осуществляется посредством закачки высокомолекулярных составов, охват объекта разработки эквивалентен степени охвата действующего нагнетательного фонда. В этой связи одним из ключевых критериев применимости физико-химических МУН является наличие на эксплуатационном объекте системы заводнения. Причем эффективность воздействия зависит как от эффективности системы заводнения, так и от степени ее вовлечения в процесс взаимодействия высокомолекулярных соединений с пластовыми флюидами.

Анализа опыта применения МУН по округу в целом, по крупнейшим недропользователям, а также по наиболее крупным месторождениям (рис. 1) позволил установить наличие зависимости между охватом действующего нагнетательного фонда и вкладом МУН в обеспечение годовой добычи.

Нелинейный характер данной зависимости обусловливает пренебрежимо малую величину вклада МУН в суммарную добычу нефти при низком охвате действующего нагнетательного фонда (менее 10-15%). Так, опыт применения МУН на таких месторождениях, как Приобское, Малобалыкское и Приразломное в 2013 году, характеризуется охватом действующего нагнетательного фонда от 6 до 13% при вкладе в добычу от 0.1 до 0.6%.

Наращивание объемов применения физико-химических МУН (и, соответственно охвата действующего нагнетательного фонда), согласно приведенной зависимости, позволяет рассчитывать на рост эффекта, более быстрый, чем рост объемов. При этом по удельной эффективности воздействия (на 1 операцию или скважину) следует ожидать повышения – и, как следствие, большей экономической эф-

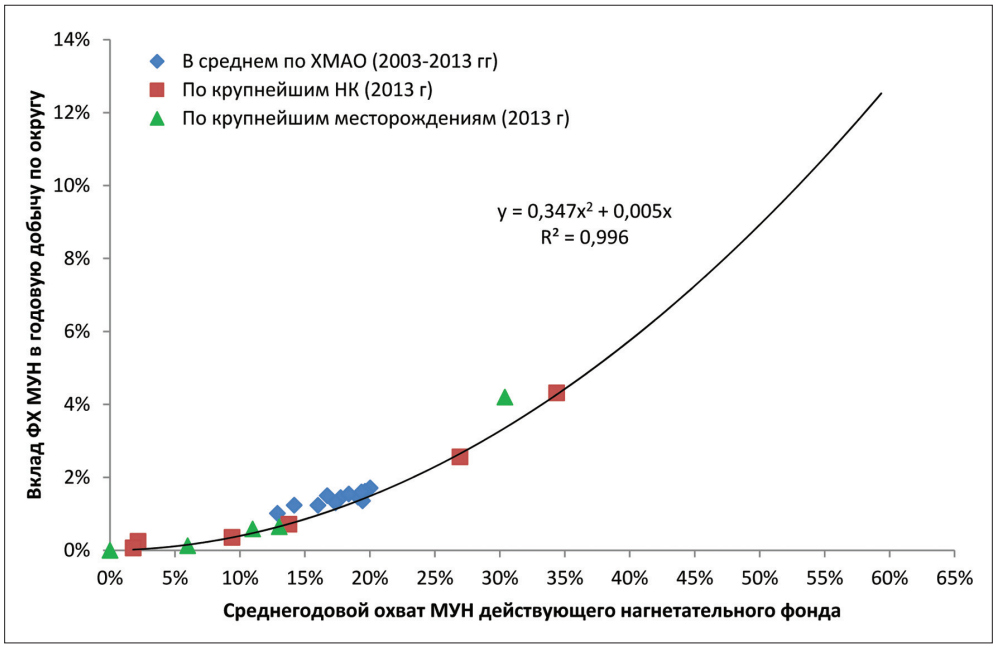

Рис. 1. Зависимость вклада физико-химических МУН в годовую добычу нефти от охвата действующего нагнетательного фонда

фективности по эксплуатационному объекту в целом.

Более быстрый рост вклада МУН в добычу нефти по сравнению с охватом нагнетательного фонда обусловлен тем обстоятельством, что при более широком применении технологий воздействия на пласт возрастает вероятность оказания воздействия на те его области и пропластки, которые в обычных условиях вырабатываются с наименьшей эффективностью.

Низкий охват действующего нагнетательного фонда в среднем по ХМАО (после 2002г. – от 13 до 20%) обусловил отсутствие существенной эффективности физико-химических МУН в масштабе округа. Добыча нефти от всех операций МУН, выполненных на месторождениях ХМАО, в разные годы составляла от 2.6 до 4.7 млн т, что при суммарной добыче более 200 млн т было равносильно вкладу МУН от 1 до 2.4% (рис. 2).

Динамики охвата действующего нагнетательного фонда МУН и их вклада в добычу нефти, приведенные на рис. 2, также указывают на взаимосвязь данных величин. Периоды наращивания и сокращения объемов физико-химического воздействия совпадают с соответствующими периодами в динамике вклада в добычу нефти.

После 2009 года в добыче нефти по ХМАО установилась тенденция снижения примерно на 2-5 млн т в год (1-2%). Соответственно, даже для компенсации данного снижения в среднесрочной перспективе необходимо обеспечение добычи нефти за счет МУН примерно в 2 раза больше фактически получаемой, что требует ежегодного увеличения среднегодового охвата действующего нагнетательного фонда до 10%.

Лидером по применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи по ХМАО – Югре является ОАО «Сургутнефтегаз». В 2013 году по месторождениям данного недропользователя проведено 3122 операции по применению МУН (56.8% от объема в целом по округу – 5493 операции), за счет которых обеспечено 2.3 млн т добычи нефти (59% от суммарного показателя по ХМАО – 3.9 млн т).

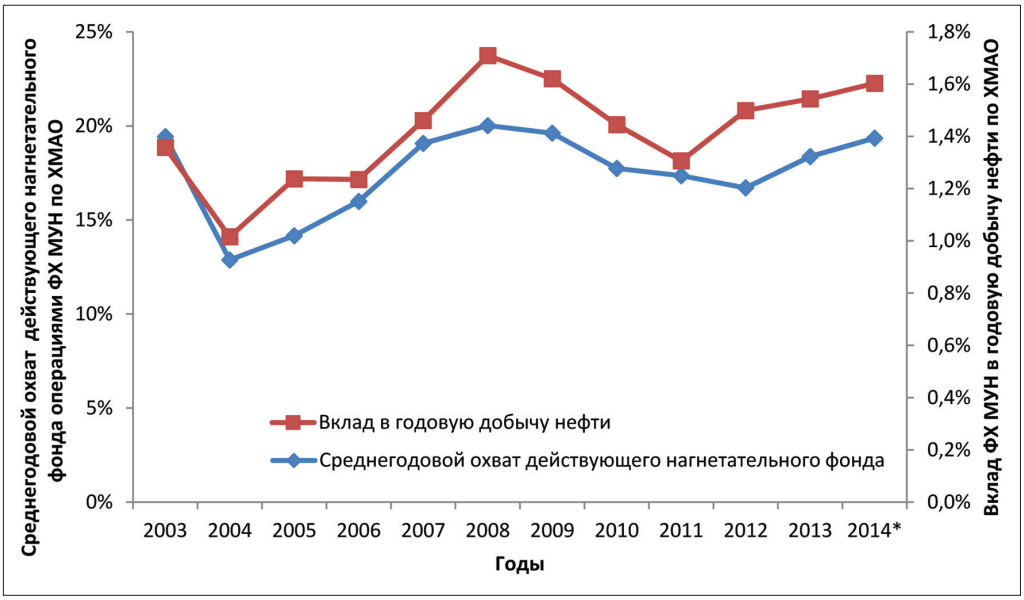

Рис. 2. Динамика среднегодового охвата действующего нагнетательного фонда физико-химическим воздействием в целом по ХМАО и вклада МУН в обеспечение добычи нефти по округу (- прогнозные данные)*

По совокупности методов интенсификации отборов и увеличения нефтеотдачи в 2013 году по месторождениям ОАО «Сургутнефтегаз» проведено 7644 операции ГТМ из 18338, выполненных в целом по округу (41.7%), за счет которых обеспечено 7.3 из 20.9 млн т (34.9%).

Месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» (рис. 3) и, в частности, крупнейшее по данному недропользователю Федоровское месторождение разрабатываются с годовым охватом действующего нагнетательного фонда МУН на уровне 30%. За счет физико-химических МУН по указанным месторождениям добывается около 4% нефти, что применительно к масштабу округа равносильно 10 млн т в год. Таким образом, предположение об охвате фонда, достаточном для стабилизации добычи за счет МУН, подтверждается практическим опытом разработки.

Для обеспечения роста добычи нефти по округу необходимо дальнейшее увеличение охвата действующего нагнетательного фонда физико-химическими МУН. При охвате более 50% ожидается увеличение вклада в добычу до уровня порядка 10%. Примером указанного соотношения служит Лянторское месторождение, охват действующего нагнетательного фонда по которому в 2012 и 2013 гг. составил 61.5 и 59% соответственно. При этом за счет физико-химических МУН было добыто: в 2012 году – 0.47 млн т, в 2013 году – 0.335 млн т, или, соответственно, 10.3 и 7.7% от суммарной годовой добычи нефти.

Максимально достижимый вклад МУН в добычу нефти (при охвате в 100%), согласно зависимости, приведенной на рис. 1, оценивается в 35.2%. Эта величина может быть повышена в случае перехода от обычных МУН (основанных на потокоотклоняющих полимерных составах) к комплексным, в которых полимерные составы дополнены поверхностно-активными веществами и другими активными составами.

В качестве наиболее предпочтительных объектов для воздействия физико-химических методов представляются месторождения, крупнейшие по добыче (Приобское, Самотлорское,

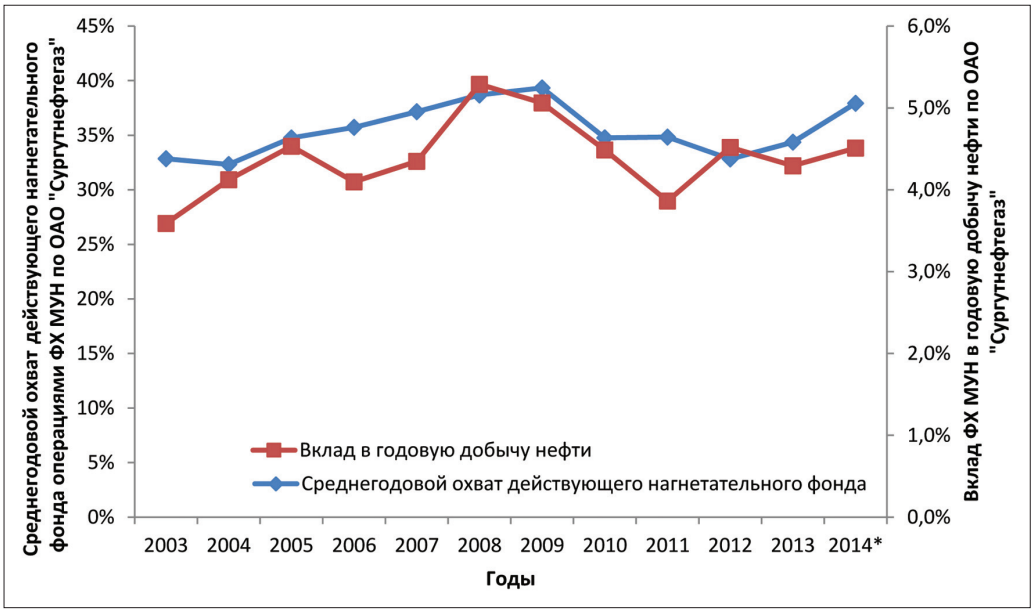

Рис. 3. Динамика среднегодового охвата действующего нагнетательного фонда физико-химическим воздействием по месторождениям ОАО «Сургутнефтегаз» и вклада МУН в обеспечение добычи нефти (- прогнозные данные)*

Малобалыкское, Приразломное, Повховское, Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Западно-Салымское) и при этом, в т.ч. длительно разрабатываемые. Следует отметить, что по ряду месторождений из числа перечисленных (Самотлорском, Западно-Салымском) физико-химические методы увеличения нефтеотдачи не применяются.

ЭКОЛОГИЯ

МОНИТОРИНГ ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

Е.В. Алфимова, В.А. Пуртов, С.А. Алешин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Сокращение вредного воздействия на природу в процессе производственной деятельности – одно из приоритетных направлений экологической политики Правительства ХМАО – Югры совместно с нефтегазодобывающими компаниями региона.

Предприятиями выполняются поставленные задачи по снижению уровня негативного воздействия техногенных факторов на окружающую среду и ее компоненты.

Правительством РФ приняты следующие нормативные документы в решении данной проблемы:

1. Постановление Правительства РФ №7 от 08.01.2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

2. Постановление Правительства ХМАО – Югры №396-п от 03.10.2013г. «О государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Обеспечение экологической безопасности Ханты-Мансийского автономного округа –Югры на 2014-2020 годы».

3. Постановление Правительства ХМАО – Югры №426-п от 09.10.2013 г. (в редакции от 26.12.2014г. №521-п) о государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Развитие жилищно-коммунального комплекса и повышение энергетической эффективности в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре на 2014-2020 годы».

4. Распоряжение Президента РФ №51-рп от 14.01.2014 г. «Основы государственной политики в области использования результатов космической деятельности в интересах модернизации экономики Российской Федерации и развития ее регионов на период до 2030 года».

5. Постановление Правительства РФ №306 от 15.04.2014 г. Государственная программа РФ «Космическая деятельность России на 2013-2020 годы».

Увеличение пространственной информации, полученной в результате обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), послужило основанием для создания и проведения постоянного мониторинга факельных установок (ФУ).

Мониторинг факельных установок на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры проводится в пределах лицензионных участков распределенного фонда недр. Деятельность данного направления преследует основные цели:

1. Уточнение местоположения ФУ и поиск новых объектов.

2. Мониторинг горения ФУ.

3. Мониторинг нарушенных земель в местах сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ).

Решение поставленных задач осуществляется в программных комплексах *ENVI, MapInfo Professional* с использованием космических снимков различного пространственного разрешения со спутников *Alos Prism (разрешение 2.5 м), RapidEye (разрешение 5 м), Landsat-8 (разрешение 30 м)* на основе методов дешифрирования *(распознавания)*. Выявление и уточнение местоположения ФУ осуществляется по основ-

ным дешифровочным признакам: расположение в пределах ДНС, ЦППНГ и характерная округлая или эллипсоидная форма площадок (рис. 1).

Фиксация *горения факельных установок* выполняется в процессе автоматизированного дешифрирования изображения на уровне отдельных пикселов. Максимально эффективно используется комбинация спектральных каналов *(bands) 7-6-4, 7-5-4 и 7-3-1 космосъёмки спутника Landsat-8*. Данный синтез воспроизводит изображение, близкое к естественным цветам, ярким жёлто-оранжевым или красным цветом фиксируется горение (рис. 2, 3,4).

Разграничение *циклов работы ФУ* (активное или невыраженное горение, отсутствие выброса газа) проводится с помощью настройки гистограммы для каждого многозонального изображения. Это позволило в 2014 году на территории Югры дешифрировать 701 факельную установку *с разной стадией функционирования:*

– 256 ФУ с постоянным горением;

– 106 ФУ с периодическим горением;

– на 232 ФУ горение отсутствует;

– на 107 ФУ нет возможности определить состояние работы по метеоусловиям (высокий процент облачности космосъёмки).

По территориальному расположению ФУ хотелось бы отметить, что наибольшее количество установок расположено в Сургутском, Нижневартовском и Нефтеюганском районах, в Березовском районе факельные установки отсутствуют (рис. 5).

Мониторинг горения факельных установок по вертикально интегрированным нефтяным компаниям (ВИНК) показал следующее (табл. 1):

– в *ОАО «Сургутнефтегаз»* горение не зафиксировано на 145-ти ФУ, в том числе на 44-х

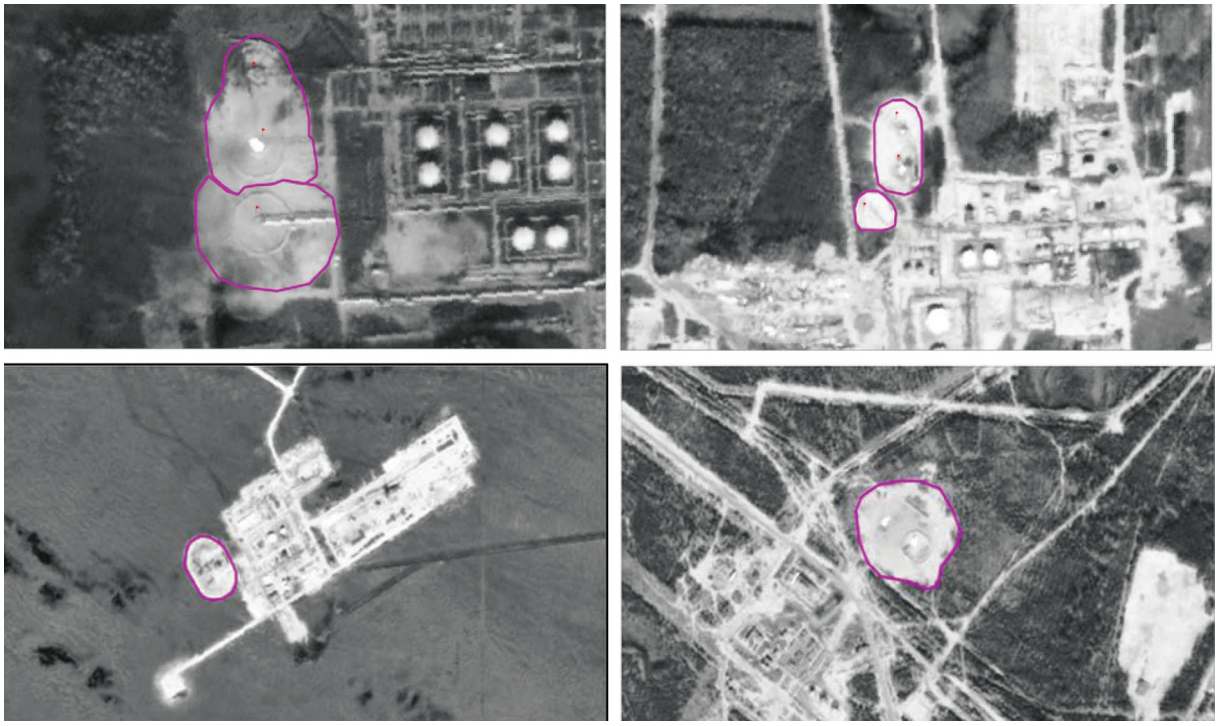

Рис. 1. Формы площадок вокруг факельных установок (фрагменты снимков Alos Prism)

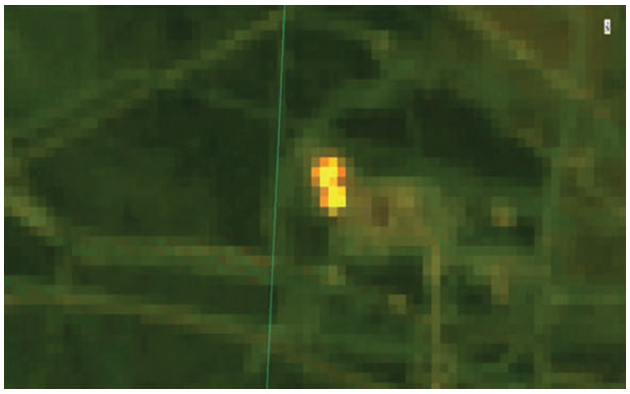

Рис. 2. Горение факельной установки на Варьеганском лицензионном участке (синтез каналов 7-6-4 Landsat-8 дата съёмки 29.09.2014г.)

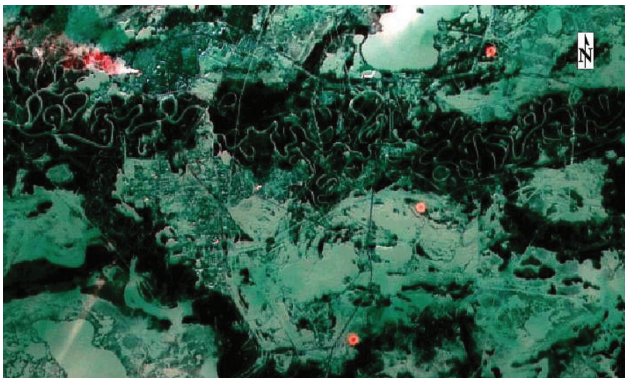

Рис. 4. Горение нескольких факельных установок на Варьеганском лицензионном участке (синтез каналов 7-3-4 Landsat-8 дата съёмки 17.01.2015г.)

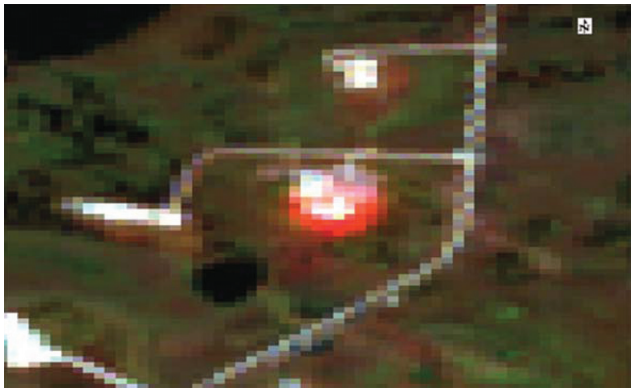

Рис. 3. Горение факельной установки на Аганском лицензионном участке (синтез каналов 7-3-1 Landsat-8 дата съёмки 27.09.2014г.)

по метеоусловиям, что составляет 53,1% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 25-ти ФУ (13,1% от общего количества ФУ компании), периодическое – на 20-ти ФУ (10,5% от общего количества ФУ компании);

– в *ОАО НК «Роснефть»* горение не зафиксировано на 97-ми ФУ, в том числе на 32-х по метеоусловиям, что составляет 33,1% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 67-ми ФУ (34,1% от общего количества ФУ компании), периодическое горение на 32-х ФУ (16,3% от общего количества ФУ);

– в *ОАО «Газпром»* горение не зафиксировано на 10-ти ФУ, в том числе на 1-м по метеоусловиям, что составляет 32,2% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 18-ти ФУ (58% от общего количества ФУ компании), периодическое горение на 3-х ФУ (9,6% от общего количества ФУ компании);

– в *ОАО НК «ЛУКойл»* горение не зафиксировано на 45-ти ФУ, в том числе на 14-ти по метеоусловиям, что составляет 21,9% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 65-ти ФУ (46% от общего количества ФУ компании), периодическое горение отмечается на 31-м ФУ (21,9% от общего количества ФУ компании);

– в *ОАО НГК «Славнефть»* горение не зафиксировано на 9-ти ФУ, в том числе на 4-х по метеоусловиям, что составляет 20% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 27-ми ФУ (60% от общего количества ФУ компании), периодическое горение отмечается на 9-ти ФУ (20% от общего количества ФУ компании);

– в *самостоятельных компаниях* горение не зафиксировано на 10 ФУ, в том числе на 4-х по метеоусловиям, что составляет 43,4% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 11-ти ФУ (47,8% от общего количества ФУ компании), периодическое го-

рение на 2-х ФУ (8,6% от общего количества ФУ компании);

– в *ОАО НК «Русснефть»* горение не зафиксировано на 9-ти ФУ, в том числе на 4-х по метеоусловиям, что составляет 26,4% от общего количества ФУ компании, постоянное горение отмечается на 20-ти ФУ (58,9% от общего количества ФУ компании), периодическое горение отмечается на 5-ти ФУ (14,7% от общего количества ФУ);

– в *ОАО АНК «Башнефть»* горение не зафиксировано на 4-х ФУ, в том числе на 1-м по метеоусловиям, что составляет 100% от общего количества ФУ компании;

– в *совместном предприятии ВИНКов* горение не зафиксировано на 10 ФУ, в том числе на 3-х по метеоусловиям, что составляет 27% от общего количества ФУ компании, постоянное горение фиксируется на 23 ФУ (62,1% от общего количества ФУ компании), периодическое горение фиксируется на 4-х ФУ (10,8% от общего количества ФУ компании).

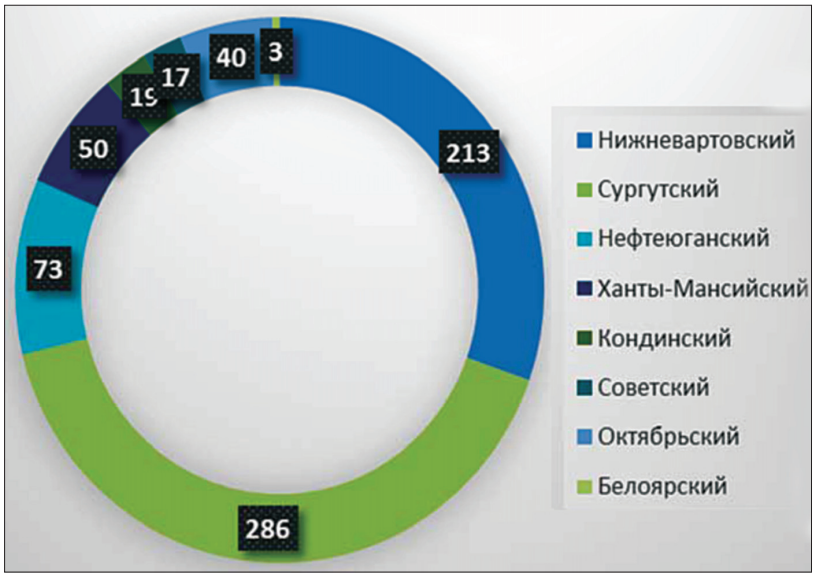

Рис. 5. Количество факельных установок в разрезе территориальных районов ХМАО – Югры (по данным дистанционного зондирования Земли)

Параллельно с наблюдениями за горением факельных установок ведется и мониторинг нарушенных участков земли.

Таблица 1

Результаты мониторинга факельных установок по ВИНК за период 2013, 2014 гг. (количество ФУ)

ВИНК	Всего		Постоянное горение		Периодическое горение		Горение отсутствует		Нет информации (по метеоусловиям)	
	2013г.	2014г.	2013г.	2014г.	2013г.	2014г.	2013г.	2014г.	2013г.	2014г.
НК РОСНЕФТЬ	196	196	61	67	35	32	63	65	37	32
ОАО СУРГУТНЕФТЕГАЗ	190	190	13	25	51	20	106	101	20	44
ОАО НК ЛУКОЙЛ	141	141	64	65	40	31	24	31	13	14
ОАО НГК СЛАВНЕФТЬ	45	45	28	27	8	9	9	5	-	4
Самостоятельные компании	23	23	7	11	4	2	8	6	4	4
ОАО ГАЗПРОМ	31	31	14	18	3	3	14	9	-	1
ОАО НК РУССНЕФТЬ	34	34	24	20	2	5	6	5	2	4
ОАО АНК БАШНЕФТЬ	4	4					3	3	1	1
Совместное предприятие ВИНКов	37	37	12	23	11	4	8	7	6	3
ВСЕГО	**701**	**701**	**223**	**256**	**154**	**106**	**241**	**232**	**83**	**107**

Рис. 6. Дешифрирование нарушенных земель в местах сжигания ПНГ на Лянторском лицензионном участке (фрагменты снимка Alos Prism)

Мониторинг *нарушенных участков земли в местах сжигания ПНГ* проводится в ходе комплексного анализа полученных данных о наличии ФУ с привлечением дополнительной информации с дальнейшим переводом изображений обнаруженных объектов в векторный формат ГИС.

Свойства прямых дешифровочных признаков (цвет, уровень яркости, тень, размер и т.д.) нарушенных участков близ источников горения различны. Встречаются почти чёрные площадки, что связано с выжиганием растительности, почвенного покрова на достаточно большом расстоянии, а также с отложением сажи на земной поверхности. В то же время дешифрируются и практически белые площадки – вновь построенные или отсыпанные песком возле старых факельных установок (рис. 6).

На стадии обустройства углеводородных месторождений активно происходит изъятие земельных ресурсов, перемещение огромных масс почвенного грунта ведёт к изменению ландшафтов в целом (уничтожению растительности, деградации почвенного покрова и др.).

По данным дешифрирования космических снимков на территории округа на 01.12.2014 года выявлено *655 га нарушенных земель в местах сжигания ПНГ*, из них наибольшие площади находятся в пределах Приобского, Приобского Южного, Самотлорского, Талинского, Фёдоровского и Лянторского лицензионных участков распределённого фонда недр. В разрезе территориально-административных единиц эти площади сосредоточены в Сургутском и Нижневартовском районах (рис. 7).

Так, в Сургутском районе на Лянторском, Федоровском и Тянском лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз» общие площади нарушенных земель составляют 46.3 га, 32.4 га и 14.8 га соответственно.

В Нижневартовском районе на Самотлорском лицензионном участке ОАО НК «Роснефть» общая площадь нарушенных земель составляет 68.6 га.

Обработка данных дистанционного зондирования Земли и анализ результатов космического мониторинга факельных установок и нарушенных земель в местах сжигания ПНГ на территории ХМАО – Югры позволили выявить следующее:

1. На территории округа *дешифрирована 701 факельная установка*, из них 256 ФУ отмечаются с постоянным горением, 106 – с периодическим, на 232 ФУ горение не зафиксировано, у 107 ФУ невозможно определить состояние работы по метеорологическому фактору.

2. *Наибольшее количество ФУ* дешифрировано в Сургутском районе – 286, из них на 172 ФУ горение не зафиксировано, на 75 ФУ и 32 ФУ отмечается горение и периодическое горе-

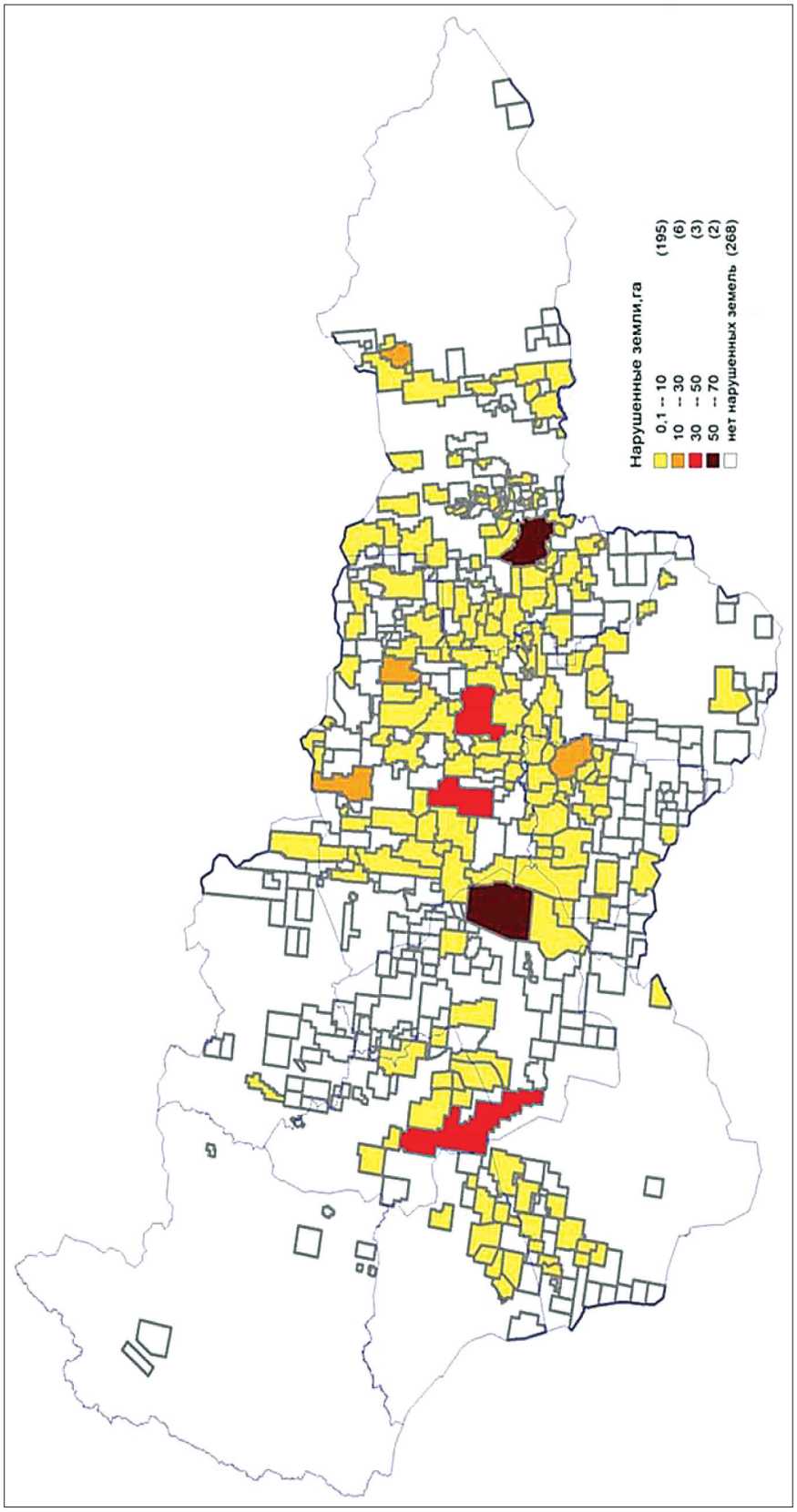

Рис. 7. Карта-схема нарушенных земель в местах сжигания ПНГ на территории лицензионных участков распределённого фонда недр

ние. *Большое количество ФУ* дешифрировано в Нижневартовском районе – 213, из них на 78 ФУ горение не зафиксировано, на 93 ФУ и 42 ФУ отмечается горение и периодическое горение. *Минимальное количество ФУ* дешифрировано в Белоярском районе – 3, из них на 2 ФУ горение не зафиксировано, на 1 ФУ отмечается периодическое горение. В Березовском районе *ФУ отсутствуют*.

3. Прослеживается *снижение постоянного и периодического горения* попутного нефтяного газа на факельных установках вертикально интегрированных нефтяных компаний: в ОАО «Сургутнефтегаз» – на 10%, в ОАО НК «Лукойл» – на 5%, в НК «Русснефть» – на 2%.

4. На территории округа на 2014 год в реестре нарушенных земель в местах сжигания ПНГ числится *528 полигонов общей площадью 655 га*.

5. Отмечено увеличение доли нарушенных земель на территории Сургутского района с 37 до 37,5% и Нефтеюганского района с 7 до 11,9%. Данные изменения связаны с развитием лицензионных участков РФН в границах муниципальных образований.

6. Выявлено снижение доли нарушенных земель на территории Нижневартовского района с 34 до 30,6%. Уменьшилось негативное воздействие на окружающую среду в результате выполнения мероприятий по рекультивации земельных ресурсов.

МОНИТОРИНГ ДОБЫЧИ ОБЩЕРАСПРОСТРАНЁННЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

Н.С. Ремень, В.А. Пуртов, С.А. Алёшин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Минерально-сырьевой ресурс Югры многогранен. Запасы многих видов общераспространённых полезных ископаемых (ОПИ) практически не ограничены. Согласно перечню ОПИ, утвержденному совместным распоряжением Министерства природных ресурсов Российской Федерации и Правительства автономного округа от 22 сентября 2005 года №66-р/496-рп, насчитывается более 25 групп полезных ископаемых. Спектр ОПИ широк – от редко встречающихся – алевролиты, аргиллиты (кроме используемых в цементной промышленности и в производстве минеральной ваты и волокон), диатомит, трепел, опока (кроме используемых в цементной и стекольной промышленности) до наиболее распространённых – глины, песчано-гравийные породы, супеси, торф (кроме используемого в лечебных целях).

При освоении и использовании ОПИ на территории Югры доминирует тенденция добычи песков для планировочных и строительных работ. В 2014 году добыто 98% песка, торфа – 1,4%, глины – 0,014%, суглинков – 0,4% и песчано-гравийных смесей – 0,05% (по информации www.depnedra.admhmao.ru). Именно эти породы наиболее востребованы в строительной промышленности. Основные направления использования – отсыпка площадок под строительство объектов промышленной и непроизводственной инфраструктуры, дорожное строительство, планировка площадок зданий и сооружений, производство строительных материалов. Добываемый торф используется для рекультивации нарушенных земель, благоустройства территорий населенных пунктов и нефтяных месторождений.

На территории ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2015 года право пользования участками недр для геологического изучения, разведки и добычи ОПИ имели 120 предприятий на основании 431 действующих и приостановленных лицензий и 31 предприятие на основании 348 уведомлений (по информации www.depnedra.admhmao.ru).

На территории всех муниципальных образований округа ведется добыча ОПИ, основная доля лицензий и уведомлений зарегистрирована в Сургутском районе (включая г. Сургут и г. Когалым) – 39% (рис. 1).

Применение дистанционных материалов является важнейшим компонентом для решения задач в сфере недропользования, а именно – инвентаризации и контроля строительства объектов инфраструктуры в местах добычи ОПИ, картографирования и мониторинга состояния мест разработок, мониторинга экологического состояния территорий в районах добычи.

Мониторинг использования природных ресурсов по материалам космической съёмки преследует основные цели:

1. Выявление нелицензированной добычи ОПИ.

2. Выявление несоблюдения условий лицензий на пользование недрами.

3. Мониторинг нарушенных земель в местах добычи ОПИ.

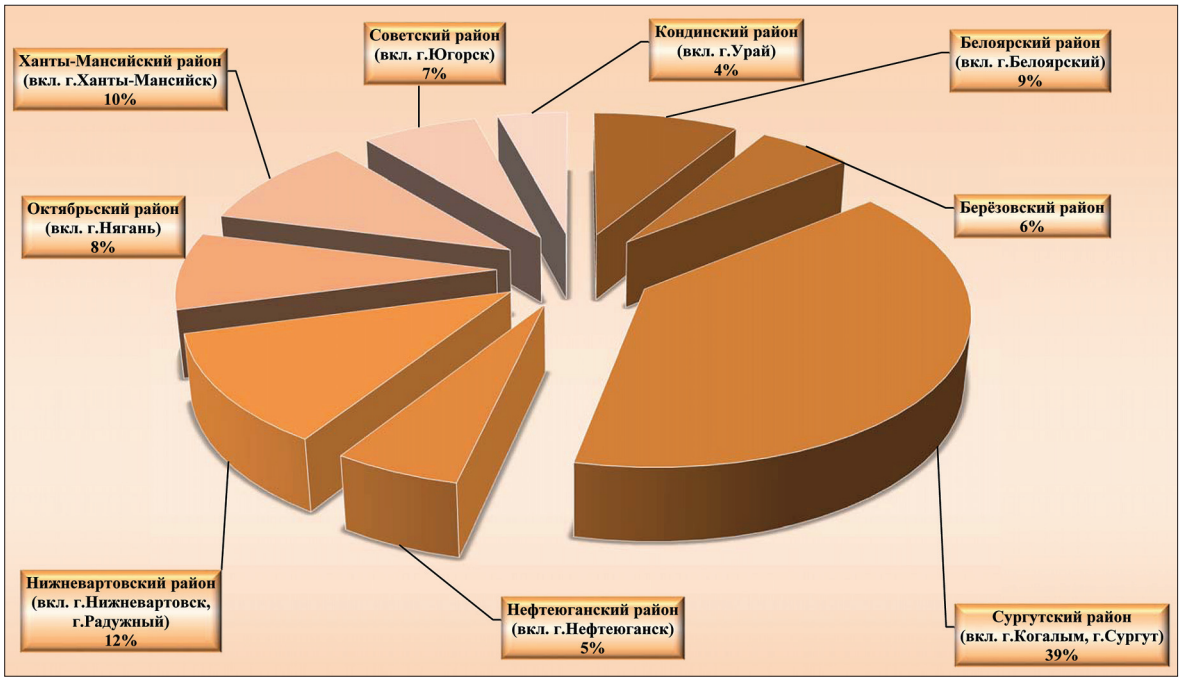

Рис. 1. Распределение количества зарегистрированных лицензий по муниципальным образованиям округа на 01.01.2015 г.

Специалисты лаборатории данных дистанционного зондирования Земли при дешифрировании используют космические снимки различных спутников. На протяжении 2014 года были обработаны снимки *RapidEye* периода съёмки с мая по август 2013 года с пространственным (геометрическим) разрешением на местности 5.0 м, *Landsat-8* периода съёмки 2013-2014 гг. с разрешением 30 м. Для более подробной детализации, уточнения местоположения и состояния объектов использовались изображения с web-ресурса *«Геопортал ЮГРА»* (http://maps.crru.ru) и картографического сервиса *«Bing Maps»* (http://www.bing.com/maps).

Обработка данных проводилась в программных комплексах *ENVI, MapInfo Professional.*

Выполнение работ по дешифрированию мест добычи полезного ископаемого (карьеров) и складирования штабелей песка основано на *спектральном анализе данных ДЗЗ*, с последующим построением *разновременных композитов* для мониторинга существующих объектов добычи (рис. 2, 3).

В результате дешифрирования материалов дистанционного зондирования Земли и сверки данных выданных лицензий, полученных из Департамента по недропользованию ХМАО – Югры на 01.10.2014 года, выявлены объекты в местах добычи ОПИ на территории округа (табл. 1).

По итогам 2014 года дешифрировано *объектов с лицензией (уведомлением) на добычу ОПИ* в количестве 718 полигонов общей площадью 9670,7 га. На территориях лицензионных участков различных компаний – недропользователей располагается 599 полигонов. Вне границ участков – 119 полигонов общей площадью 1386,6 га, что составляет 16%.

Нелицензированных мест фактической добычи и (или) складирования полезного ископаемого (штабеля) выявлено 95 полигонов общей площадью 1059,6 га, что составляет 12% (из них вне границ участков РФН – 9 полигонов общей площадью 43,2 га).

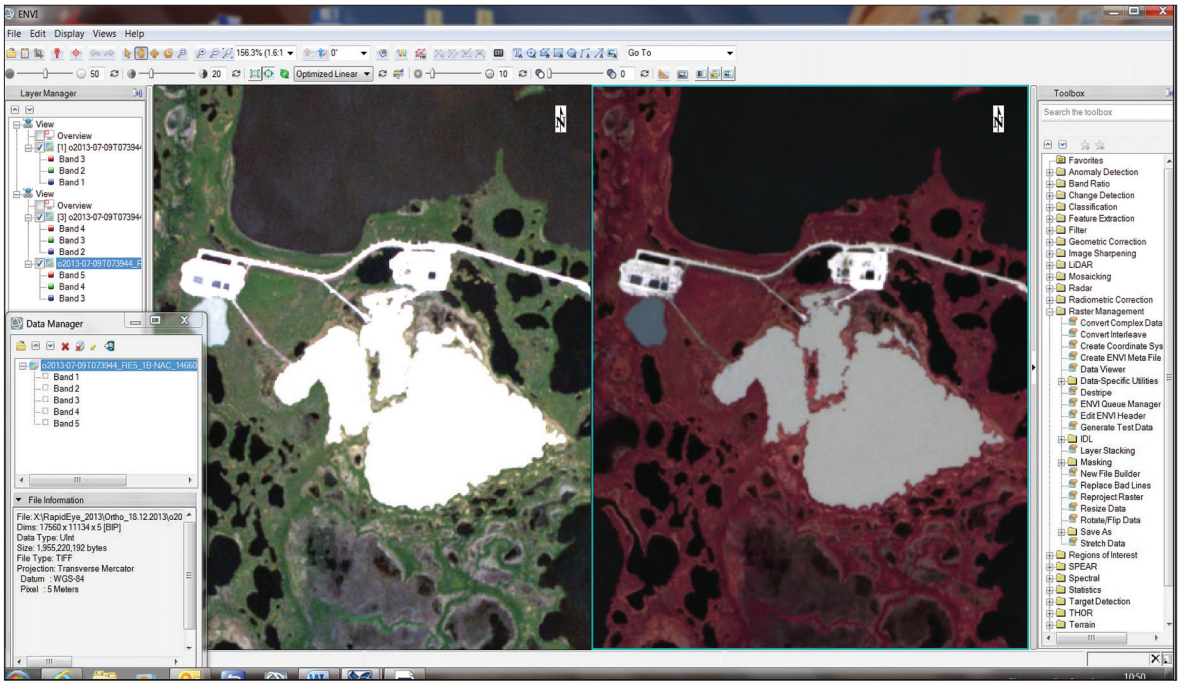

Рис. 2. Синтез каналов съёмки спутника RapidEye

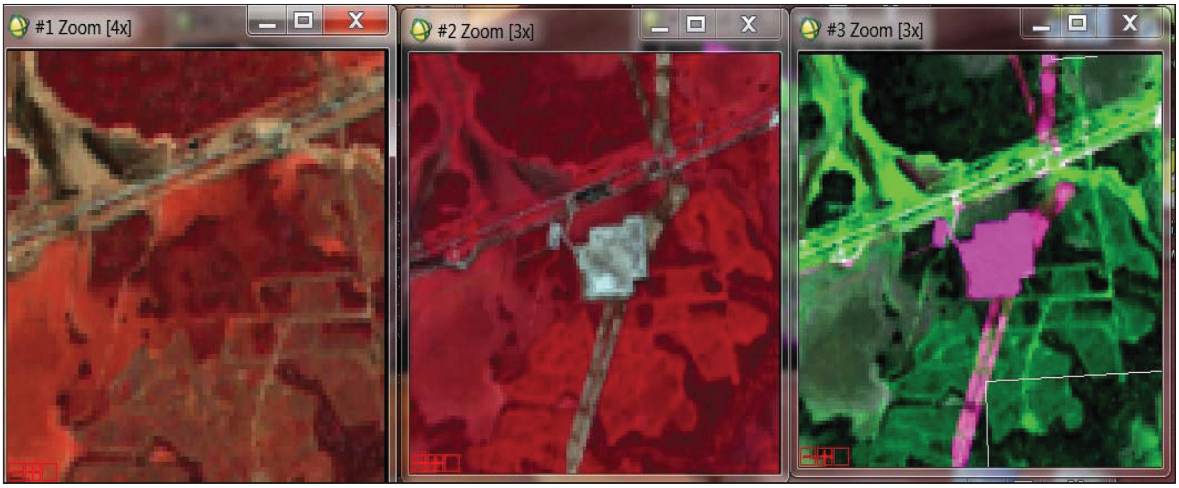

Рис. 3. Поиск изменений на снимках – фрагменты Landsat-8 (2013 г.), Landsat-8 (2014 г.) разновременного композита снимков (новые объекты отображены розовым цветом)

Наибольшее количество таких объектов зафиксировано в границах лицензионных участков *ОАО «Сургутнефтегаз»* – 27,4% (26 полигонов).

Необходимо отметить, что в *категорию незаконной добычи ОПИ* включены объекты, на которых по данным съёмки 2013-2014 гг. гидромеханизированные работы или работы сухоройным способом добычи не дешифрированы. Однако на космоснимках раннего периода съёмки на этих территориях распознаются работы по добыче ОПИ с большой достоверно-

Таблица 1

Результаты дешифрирования нарушенных земель в местах добычи ОПИ на территории ХМАО – Югры

ВИНК	НАРУШЕННЫЕ ЗЕМЛИ					
	Общее количество полигонов	Общая площадь, в гектарах	КОЛИЧЕСТВО ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ОПИ			
			Объекты с лицензией (уведомлением) на добычу ОПИ	Объекты с нарушениями условий лицензий (уведомлений)	Объекты без лицензий (уведомлений)	
			Количество	Количество	Количество	Площадь, в гектарах
ОАО АНК БАШНЕФТЬ	5	95,5	5	-	-	-
ОАО ГАЗПРОМ	33	460,6	28	-	5	76,3
ОАО НГК СЛАВНЕФТЬ	26	410,4	25	-	1	4,8
ОАО НК ЛУКОЙЛ	190	2421,9	161	4	25	238,6
ОАО НК РОСНЕФТЬ	168	2417,9	142	1	25	295,0
ОАО НК РУССНЕФТЬ	14	154,7	13	-	1	5,9
ОАО СУРГУТНЕФТЕГАЗ	209	2640,5	176	7	26	362,2
Самостоятельные компании	42	609,3	39	-	3	33,6
Совместное предприятие ВИНКов	10	307,1	10	-	-	-
Вне РФН	128	1429,8	119	-	9	43,2
ИТОГО	**825**	**10947,6**	**718**	**12**	**95**	**1059,6**

стью по дешифровочным признакам, поэтому выявленные нарушенные участки отмечены как *нелицензированные*.

Также дешифрировано большое количество участков недр добычи ОПИ, *не имеющих действующих лицензий (уведомлений)*, срок действия документов или окончен, или приостановлен (аннулирован), но на участках отмечен процесс добычи полезного ископаемого по данным съёмки 2013-2014 гг., следовательно, объекты также включены в категорию *нелицензированных*.

Объектов с нарушениями условий лицензий (уведомлений), а именно – с увеличенными площадями сухоройных разработок грунта или акваторий для ведения гидромеханизированных работ дешифрировано 12 полигонов. В основном на лицензионных участках, принадлежащих *ОАО «Сургутнефтегаз»* (рис. 4).

Объектами космического мониторинга в ходе разведки и добычи грунтов являются не только водоёмы с изменённым гидрологическим режимом, из которых происходит намыв песка, но и *территории с нарушениями* почвенно-растительного покрова, используемые для складирования грунта, под площадки для стоянки техники и механизмов, отстойники, подъездные дороги к карьеру и т.п.

Всего дешифрировано 825 полигонов нарушенных земель в местах добычи ОПИ общей площадью 10947,7 га, расположенных на лицензионных участках и вне их границ.

Основные доли по количественному и площадному показателям нарушенных земель в местах добычи ОПИ зафиксированы в трех крупнейших обществах: *ОАО «Сургутнефтегаз»* – 25,2% (208 полигонов) и 23,8% (2609,4 га), *ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»* – 19% (156

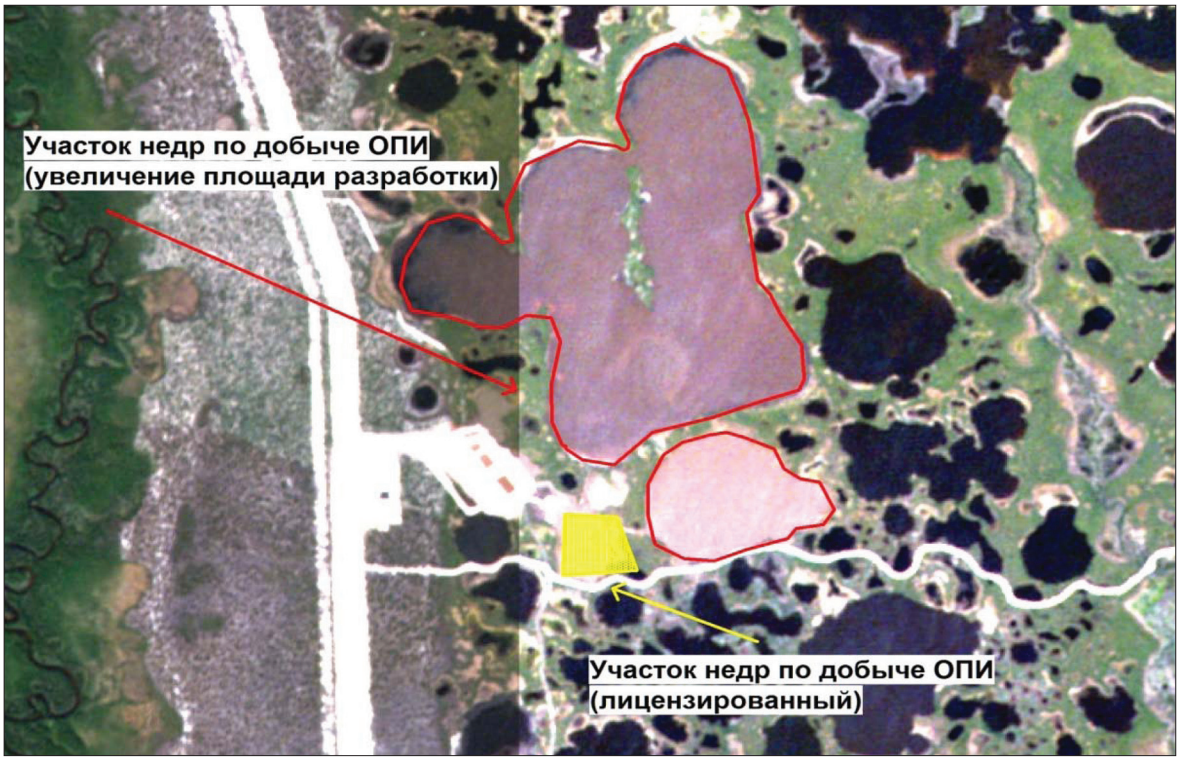

Рис. 4. Несоблюдение условий лицензии на Жумажановском лицензионном участке

полигонов) и 19% (2058,4 га), *ОАО «Роснефть»* – 13% (105 полигонов) и 14,4% (1568,7 га) от общих данных по всем компаниям.

Среди лицензионных участков «лидирующего» общества *по количеству* и *площади* нарушенных земель основная доля антропогенных территорий сосредоточена на участках: *Рогожниковском* – 10% (20 полигонов) и около 8% (206,1 га), *Восточно-Сургутском* – 6,3% (13 полигонов) и чуть более 6% (162,6 га), *Русскинском* – 5,7% (12 полигонов) и 5,2% (135,4 га), *Тянском* – 5,3% (11 полигонов) и чуть более 6% (165,1га), на остальных участках количество полигонов менее 10 на каждом и общей площадью менее 100,0 га.

Вне границ лицензионных участков отмечено 128 полигонов общей площадью 1429,8 га нарушенных земель, что составляет 15,5% и 13% соответственно.

В пределах ХМАО – Югры площадная доля нарушенных земель равна 2% территории округа.

В 2014 году в сравнении с результатами дешифрирования периода 2012-2013гг. произошли неравномерные изменения состояния нарушенных территорий в местах добычи ОПИ по площадному и количественному показателям в разрезе территориально-административных единиц (рис. 5).

На территории Нефтеюганского района наблюдается тенденция снижения показателей нарушенных участков земель, а именно – общее количество полигонов уменьшилось почти на 20%, общая площадь на 34%.

В пределах Березовского района отмечается существенный спад количества нарушенных участков – на 42%, но при этом общая площадь незначительно увеличилась – на 7%, возможно за счёт расширения нерекультивированных территорий в местах разработок.

В остальных районах округа, наоборот, произошло расширение площадей нарушенных земель и количества полигонов.

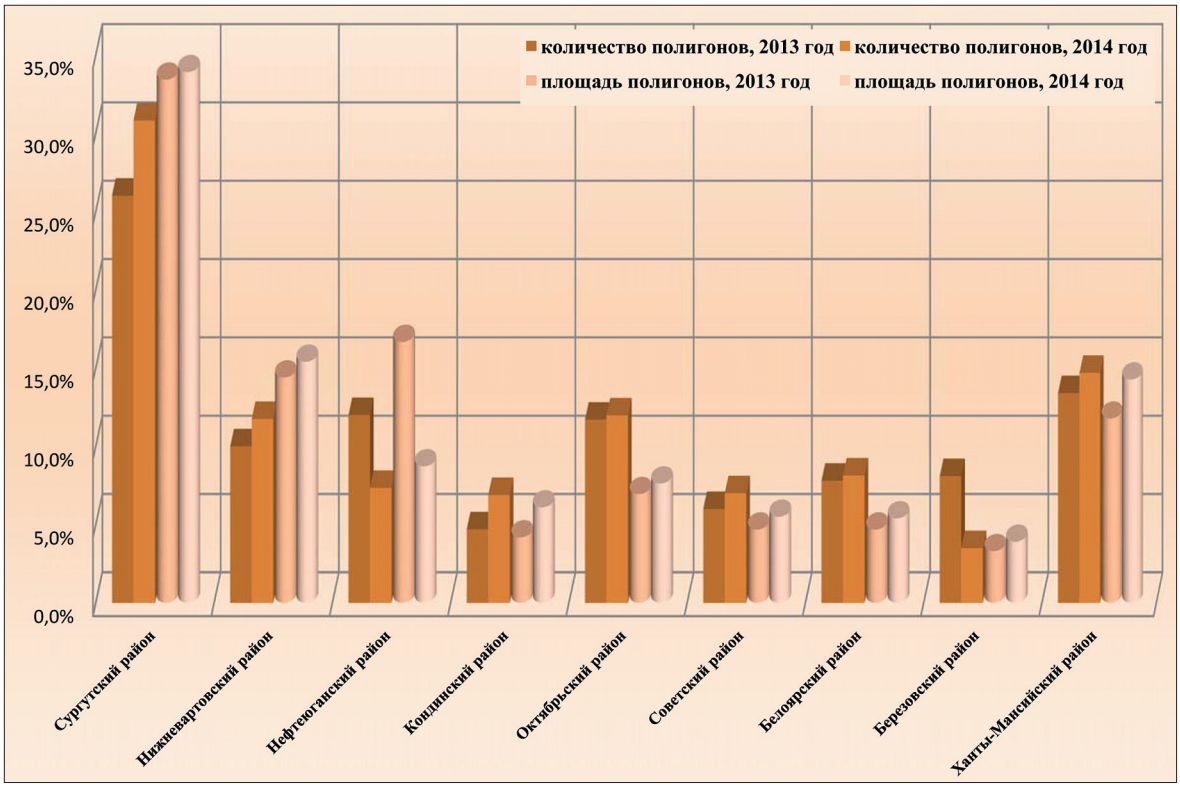

Рис. 5. Динамика дешифрированных нарушенных земель в местах добычи ОПИ в разрезе муниципальных образований ХМАО – Югры

Обработка данных дистанционного зондирования Земли и анализ результатов космического мониторинга в местах добычи ОПИ на территории ХМАО – Югры на период 2014 года позволили выявить следующие процессы:

– *в 95 местах* общей площадью *1059,6 га* проводится *нелицензированная разработка* грунтов, в основном на лицензионных участках *ОАО «Сургутнефтегаз»* (более 27%);

– *на 12 лицензионных участках*, принадлежащих *ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ОАО «РИТЭК» и ОАО «Самотлорнефтегаз»*, выявлены *места добычи с нарушениями условий лицензий* на пользование недрами, предоставленных для целей геологического изучения, разведки и добычи общераспространенных полезных ископаемых;

– *на 188 лицензионных участках из 474 участков распределённого фонда недр*, зарегистрированных на 01.11.2014 г. в пределах округа, дешифрированы нарушенные земли в местах добычи и (или) складирования ОПИ в количестве *825 полигонов общей площадью 10947,6 га*, что подтверждается в процессе дешифрирования увеличением размеров земельных участков и акваторий, выделенных для ведения работ по недропользованию.

Полученная информация мониторинга добычи ОПИ по космическим данным дистанционного зондирования Земли оперативно передается в Департамент по недропользованию ХМАО – Югры для принятия управленческих решений.

Подробная информация о результатах дешифрирования ДЗЗ периодически обновляется на сервисе «Геопортал ЮГРА» http://www.crru.ru/.

ОСОБЕННОСТИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ В ПОЧВАХ ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СЕВЕРНОГО УРАЛА

Д.А. Селиванова (1), Д.В. Московченко (2), И.Н. Гончарова (1), Е.Н. Крюк (1)
(1) АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»
(2) Институт проблем освоения Севера Сибирского отделения РАН

На территории Северного Урала, в пределах Ханты-Мансийского автономного округа, началось освоение запасов бурого угля, медно-цинковых и железных руд, а также золота россыпного. Стратегией социально-экономического развития ХМАО – Югры до 2020 года и на период до 2030 года здесь предполагается развитие минерально-сырьевой базы и создание на ее основе горнодобывающих комплексов. В связи с планируемым развитием транспортной, энергетической инфраструктуры, горнодобывающей промышленности многократно увеличится нагрузка на природные комплексы Северного Урала. Промышленное освоение будет происходить в условиях низкой устойчивости горных и предгорных геосистем к различным формам техногенеза, в том числе к загрязнению химическими веществами. В связи с этим актуальной задачей становится определение геохимического фона территории и выявление условий миграции веществ с использованием методов геохимии ландшафта.

Для изучения геохимических особенностей территории Северного Урала было проведено опробование почв, доминирующих в структуре почвенного покрова низкогорных, предгорных ландшафтов и прилегающих равнин с абсолютными высотами до 200 м. В горной части территории преобладают темнохвойные таежные еловые и пихтовые леса (51% площади), мелколиственные леса (24%), кедровые леса (7%), менее распространены горные тундры (6%) и светлохвойные сосновые леса. Предгорная часть отличается преобладанием светло-хвойных сосновых лесов (54%), темнохвойных таежных еловых и пихтовых лесов (17%), мелколиственных лесов (16%) и болот (6%). Почти вся территория (за исключением наиболее высоких хребтов и вершин и крайней северной части) относится к подзоне средней тайги.

Положительные формы рельефа Северного Урала сложены наиболее устойчивыми породами, а депрессии приурочены к выходам малоустойчивых пород [10]. Почвы сформировались на горных породах, возраст – от ордовиковской до палеогеновой системы [3], на делювиальных, морских, аллювиальных морских, ледниково-морских, озерных, озерно-аллювиальных и аллювиальных покровных отложениях [2]. Формирование почв происходит преимущественно под влиянием подзолистого процесса, оглеения и торфонакопления. Горные почвы отличаются повышенной скелетностью механического состава, малой мощностью почвенного профиля [11]. Доминируют подзолистые, торфяно-подзолисто-глеевые, горно-тундровые, горные подзолистые и глееподзолистые, болотные торфяные и аллювиально-дерновые почвы [6].

Неоднородность вещественного состава геосистем обычно определяется методом профилирования, изучения геохимических катен. Типы ландшафтно-геохимических сопряжений отражают системное единство ландшафтной оболочки и характеризуют закономерности миграции вещества [4].

По данным гипсометрических уровней и высотных отметок цифровой топографической основы Госгисцентра Федерального агентства геодезии и картографии (Роскартографии) масштаба 1:200 000 была подготовлена цифровая модель рельефа, которая была использована для выделения типов геосистем и их сопряжений на ландшафтно-геохимических профилях (катенах), пересекающих различные ландшафтные комплексы, от эрозионных ландшафтов местного водораздела к аккумулятивным ландшафтам депрессий рельефа. Цифровая модель рельефа получена с помощью программы GST (Geospline Technology) (разработчик – Сидоров А.Н. и др.), расчеты проведены в TNTmips (разработчик – MicroImages) [7]. Почвенное опробование выполнено на 15 профилях. Всего отобрано 60 проб, по 4 на каждом профиле (рис. 1, 2, 3). Пробы отбирались из поверхностных гумусовых и элювиальных горизонтов. Таким образом, были выделены и обследованы различные ландшафтно-геохимические комплексы – элювиальные (Э), трансэлювиально-аккумулятивные (ТЭА) и аккумулятивные (А), объединенные латеральными направленными миграционными потоками.

Химический анализ почвенных образцов был проведен в лаборатории экологических исследований Тюменского государственного университета. Массовая доля валовых форм металлов (Pb, Cu, Zn, Mn, Cr, Ni, Fe) определялась методом атомно-абсорбционной спектрометрии – обработкой почв смесью азотной, хлорной и плавиковой кислот (ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.36-02). Массовая доля подвижных форм металлов определялась атомно-абсорбционным методом – обработкой почв ацетатно-аммонийным буферным раствором с pH 4,8 (РД 52.18.289-90, железо подвижное – ГОСТ 27395-87). Водородный показатель водной вытяжки (ед. pH) почв измерен способом извлечения водорастворимых солей из почвы дистиллированной водой при отношении почвы к воде 1:5 и определения pH с помощью pH-метра (ГОСТ 26423-85). Органическое вещество почв (%) определялось фотометрическим и гравиметрическим методами (методом Тюрина в модификации Центрального научно-исследовательского института агрохимического обслуживания сельского хозяйства), основанном на окислении органического вещества раствором двухромовокислого калия в серной кислоте и последующем определении трехвалентного хрома, эквивалентного содержанию органического вещества, на фотоэлектроколориметре (ГОСТ 26213-91).

Для характеристики биогеохимических особенностей почв Северного Урала вычислены кларки концентрации (КК) – отношения содержания элемента к кларку почв по А.П. Виноградову [8], проведено сопоставление содержания микроэлементов со среднерегиональными значениями для Западной Сибири, табл. 1 [9].

Таблица 1

Показатели элементного состава почв Северного Урала

Элементы	Подвижные формы, мг/кг		Валовое содержание, мг/кг			Среднерегиональные значения для Западной Сибири, мг/кг [9]	
	M[1]±S[2]	min-max	M±S	min-max	KK	M±S	min-max
Свинец	13±16	0,9-78,4	45±63	1-313,5	4,5	18±6	2-47
Цинк	19±6	4,4-33	65±25	14,8-131,9	1,3	73±30	8-190
Медь	5±2	0,8-9,4	16,2±7	2,3-31,3	0,8	31±14	2-91
Железо	924±1005	248-4572	27580±11274	2500-49400	0,7	25104±10115	2000-90500
Марганец	37,2±27	20-170,2	812±624	239,4-2666,9	1,0	797±440	57-2983
Хром	22,5±7	5,1-33,8	77,7±25	17-135,3	0,4	84±27	10-165
Никель	13,9±5	3,1-22,9	46,4±17	9-76,4	1,2	42±12	5-73

[1] – M – среднее арифметическое, [2] – S – стандартное отклонение

Математическая обработка данных химических анализов продемонстрировала значительную вариабельность содержания металлов, особенно свинца, концентрация которого изменяется в пределах двух математических порядков (от 1 до 313,5 мг/кг), достигая величин почти в 10 раз превышающих величину ПДК. Среднее содержание свинца и никеля в почвах Северного Урала выше среднерегиональных и среднемировых значений. Практически на уровне кларка почв находится среднее содержание марганца, массовая доля цинка превышает среднемировое значение, но ниже среднерегионального значения.

Северный Урал отличается сложным геологическим строением и неоднородным литологическим составом покровных отложений, интенсивным физическим и химическим выветриванием, активной миграцией вещества в составе водных растворов. Доля подвижных форм микроэлементов достигает 29-30% у цинка, хрома, меди и никеля. Проведенное обследование показало, что реакция среды почв варьирует от кислой до нейтральной (водородный показатель водной вытяжки почв изменяется от 4,64 до 7,03 единиц pH). Преобладают слабокислые, малогумусные почвы, общее содержание органики в которых составляет 1-5%. Низкое содержание гумусовых веществ и значительное количество органических кислот способствуют активной миграции большинства микроэлементов. Поэтому контрастное распределение металлов в почвах связано как с неоднородностью литогенной основы, так и с подвижностью металлов, их внутриландшафтным и внутрипочвенным перераспределением, аккумуляцией на геохимических барьерах.

Чтобы выявить особенности дифференциации элементов в геохимических сопряжениях, были рассчитаны соответствующие коэффициенты Кл, представляющие собой отношение содержания химического элемента в изучаемом подчиненном ландшафте к его содержанию в автономном ландшафте [1]. Для анализа латеральной миграции микроэлементы, в зависимости от их содержания в почвах элювиальных ландшафтов, разделены на три группы (с накоплением в аккумулятивных ландшафтах – Кл>1, с аналогичным содержанием – Кл=1 и пониженным содержанием – Кл<1) (табл. 2).

Низкогорные ландшафты исследованы на участках с абсолютными высотами 119-201 м и уклонами поверхности до 3 градусов. В автоморфных горных почвах наблюдается высокое содержание свинца (до КК=19,1, т. 25-4). Содержание цинка, никеля, марганца выше кларка в среднем в 1,5 раза. Встречается высокое содержание марганца (до КК=2,5, т. 26-1). Наибольшее содержание меди на Северном Урале (КК=1,6) обнаружено в среднеподзолистой глубинно-глееватой тяжелосуглинистой почве, сформированной на осадочных горных породах девонской системы, перекрытых аллювиальными отложениями пойменных террас (т. 26-1). Здесь же выявлена максимальная концентрация железа (КК=1,3).

Гидроморфные ландшафты внутригорных депрессий исследованы на высотах 195-200 м, при уклоне поверхности менее 1 градуса. Здесь в болотистых почвах наблюдаются высокие концентрации свинца, достигающие максимального значения на обследованных участках Северного Урала – КК=31,4, или 313,5 мг/кг. Наибольшее значение выявлено в болотной переходной торфяной почве на мелких торфах. Аккумуляция свинца здесь вызвана поглощением свинца болотными растениями с последующим закреплением в торфе. Особенно ярко в торфе выражено накопление кальция, а из микроэлементов – свинца. Естественную биогенную аккумуляцию свинца в моховых болотах не следует принимать за техногенное проявление [5].

Предгорные северо- и среднетаежные ландшафты, сформировавшиеся на осадочных горных породах триасовой системы и делювиальных покровных отложениях, расположены на высотах до 184 м и имеют уклоны поверхности до 3 градусов. Здесь в почвах также местами отмечается высокое содержание свинца (КК=17,1, т. 12-4), повышенное содержание цинка (до КК=2,2, т. 20-3), никеля (до КК=1,8, т. 26-4), марганца (до КК=2,7, т. 26-3) и меди (до КК=1,5, т. 26-3, т. 20-3). Наибольшая кон-

Таблица 2

Коэффициенты латеральной миграции микроэлементов ландшафтных комплексов Северного Урала

Точки	Ландшафтно-геохимические комплексы		Поведение микроэлементов		
			Кл>1	Кл=1	Кл<1
От эрозионно-денудационных низкогорных до горно-долинных ландшафтов, профиль № 22					
22-2, 22-3	ТЭА	Среднетаежные низкогорные	Zn, Cu, Fe, Mn, Cr, Ni	Pb	
22-4	А	Пойменно-долинные	Pb, Fe, Mn, Cr	Ni	Zn, Cu
От эрозионно-денудационных низкогорных до гидроморфных ландшафтных комплексов внутригорных депрессий, профиль № 25					
25-3	ТЭА	Среднетаежные низкогорные	Pb, Ni	Fe	Zn, Cu, Mn, Cr
25-2	ТЭА	Болотные	Mn, Cr, Ni		Pb, Zn, Cu, Fe
25-1	А	Болотные	Mn, Ni	Pb	Zn, Cu, Fe, Cr
От эрозионно-аккумулятивных предгорных до эрозионно-денудационных низкогорных ландшафтов, профили № 12, № 26					
12-2, 12-4, 26-3, 26-4	ТЭА	Северо- и среднетаежные предгорные	Pb, Fe	Ni	Zn, Cu, Mn, Cr
12-1, 26-1	А	Северо- и среднетаежные низкогорные	Pb, Fe, Mn, Ni	Cu	Zn, Cr
От эрозионно-аккумулятивных предгорных до горно-долинных ландшафтов, профиль № 23					
23-2, 23-3	ТЭА	Среднетаежные предгорные	Pb, Fe		Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
23-4	А	Пойменно-долинные	Fe	Pb, Zn, Cu, Cr, Ni	Mn
От эрозионно-аккумулятивных предгорных до интразональных ландшафтов, профиль № 20					
20-2, 20-3	ТЭА	Среднетаежные предгорные	Zn, Cu, Fe, Mn	Pb	Cr, Ni
20-4	А	Пойменно-долинные комплексы малых и средних рек	Cr	Pb, Zn, Cu, Mn	Fe, Ni
От болотных до интразональных ландшафтов, профили № 17 и № 19					
17-2, 19-3	ТЭА	Гидроморфные ландшафты среднетаежных болот	Fe		Pb, Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
19-2	ТЭА	Пойменно-долинные комплексы малых и средних рек	Mn, Cr, Ni	Zn, Cu	Pb, Fe
17-3, 17-4, 19-1	А	Пойменно-долинные комплексы малых и средних рек	Fe		Pb, Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
От интразональных до горно-долинных ландшафтов, профили № 11 и № 13					
11-2, 13-2, 13-4	ТЭА	Производные, динамически неустойчивые ландшафтные комплексы (участки гарей с восстановительными сукцессиями)	Pb, Cr	Zn, Cu, Fe, Mn, Ni	
11-3	ТЭА	Таежные предгорные	Pb, Zn, Cr		Cu, Fe, Mn, Ni
11-4, 13-1	А	Пойменно-долинные	Fe		Pb, Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
От ландшафтов равнин, дренированных и относительно дренированных до интразональных ландшафтов, профили № 15, № 16, № 18, № 21, № 24					
15-2	ТЭА	Северотаежные переувлажненные низины	Pb	Cr	Zn, Cu, Fe, Mn, Ni
15-4	ТЭА	Гидроморфные ландшафты северотаежных болот	Pb		Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
16-2	ТЭА	Пойменно-долинные	Fe		Pb, Zn, Cu, Mn, Cr, Ni
16-3, 18-2, 18-3, 21-2	ТЭА	Пойменно-долинные комплексы малых и средних рек	Cu, Fe, Cr		Pb, Zn, Mn, Ni
21-3, 24-2, 24-3	ТЭА	Среднетаежные ландшафты	Zn, Cu, Fe, Mn, Cr, Ni		Pb
15-1, 16-4, 18-1, 21-1, 24-4	А	Пойменно-долинные комплексы малых и средних рек	Cr, Ni	Zn, Cu, Fe, Mn	Pb

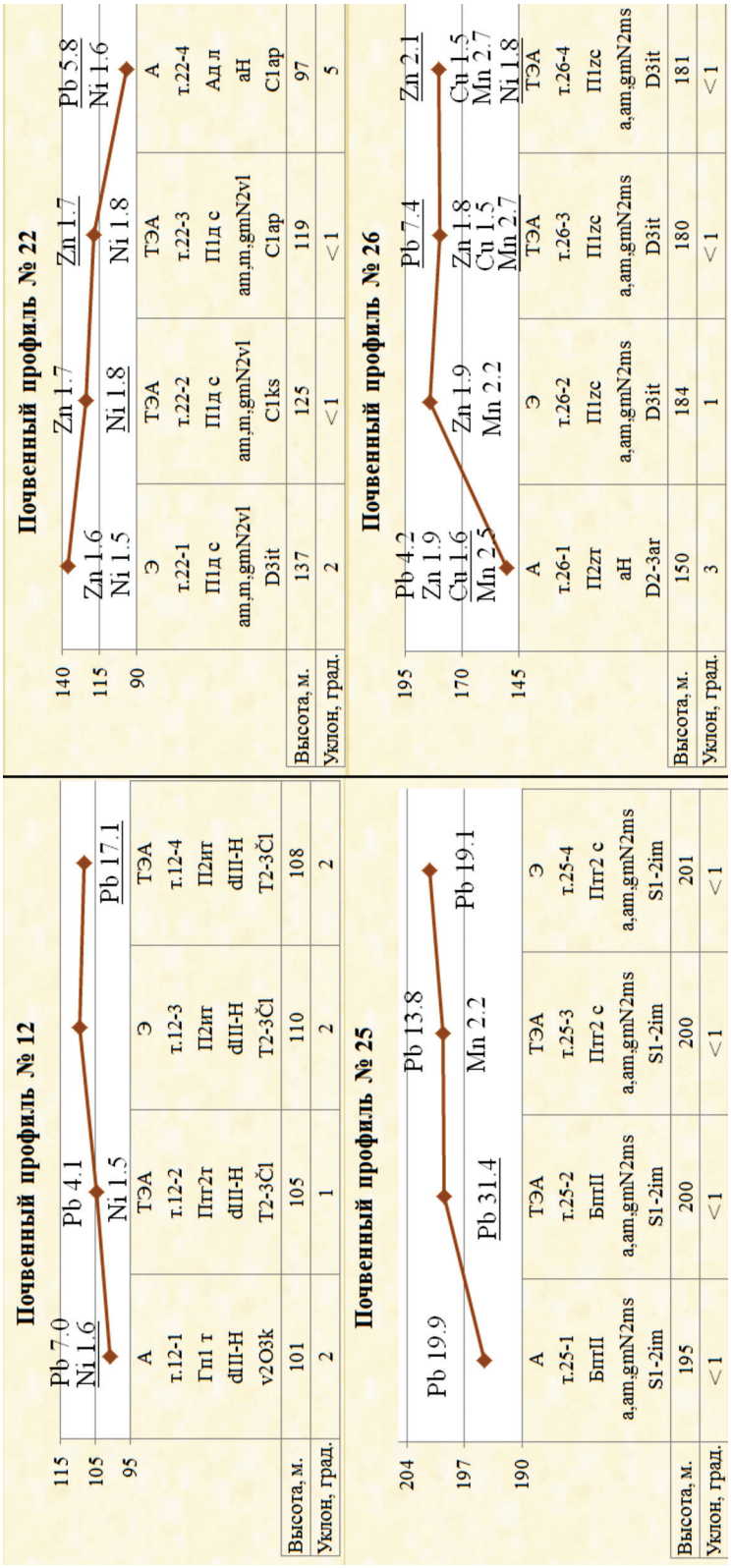

Рис. 1. Схемы почвенных профилей № 12, 22, 25 и 26 с указанием микроэлементов с кларком концентрации более 1,5 и максимальными значениями по профилю

центрация хрома (КК=1,3, т.12-2) выявлена на участке, почвенный покров которого представлен комплексом торфянисто-мелкоподзолисто-глеевой тяжелосуглинистой почвы с болотной верховой торфяно-глеевой почвой.

В южной части территории обследованы среднетаежные предгорные ландшафты с абсолютными высотами 62-168 м и уклонами поверхности до 4 градусов, сформированные на осадочных породах верхнего мела-нижнего палеогена, перекрытых маринием. Отличительными геохимическими особенностями ландшафтов являются самые высокие на Северном Урале концентрации цинка (КК=2,6) и марганца (КК=3,1), обнаруженные в торфянисто-мелкоподзолисто-глеевой легкосуглинистой почве. Для почв также характерно повышенное содержание свинца (до КК=6,8, т. 18-4) и никеля (КК=1,8, т. 24-3).

Пойменно-долинные ландшафты исследованы на нескольких участках, различающихся по абсолютным высотам, уклонам поверхности и особенностям отложения аллювия. В орографически высоко расположенных участках предгорий с абсолютными высотами 59-115 м, при уклоне поверхности до 5 градусов, реки отличаются быстрым течением и слабым проявлением аккумуляционных процессов. В этих условиях почвы отличаются не столь богатым микроэлементным составом по сравнению с эрозионными ландшафтами, хотя кларк концентрации свинца в одной из точек опробования достигает 6,2 (т. 11-4). В пойменно-долинных ландшафтах малых и средних рек предгорных районов, изученных на высотах 24-65 м, при уклоне поверхности менее 1 градуса, проявление аллювиального процесса выражено отчетливо. Аккумуляция преобладает над выносом, что выражается в накоплении свинца (КК до 10,7 в т.17-3), наблюдается накопление никеля (КК=1,9, т. 19-2) и цинка (КК=1,5, т.20-4).

На равнинных участках, в южной части обследованной территории с абсолютными высотами 40-120 м и уклонами менее 1 градуса, почвы пойменно-долинных комплексов малых и средних рек характеризуются накоплением свинца КК=4,2 (т. 18-3), никеля (КК=1,5, т. 18-1, т. 18-2), цинка (КК=1,5, т. 21-1, т.21-2). В торфянисто-мелкоподзолисто-глеевой легкосуглинистой почве, сформированной на осадочных горных породах верхнего мела-нижнего палеогена, перекрытых аллювиальными покровными отложениями (т.24-4), была обнаружена высокая концентрация цинка (КК=2,1), повышенное содержание марганца (КК=2,1) и самая высокая на Северном Урале концентрация никеля (КК=1,9).

Гидроморфные ландшафты северотаежных болот исследованы на участке с абсолютными высотами 47-49 м, при уклоне поверхности менее 1 градуса. В болотной переходной торфяной почве на средних торфах выявлена повышенная концентрация свинца (КК=4,6, т.15-4). Очень высокая концентрация свинца (КК=20) выявлена в торфянисто-мелкоподзолисто-глеевой среднесуглинистой почве переувлажненной низины (т.15-2).

Гидроморфные ландшафты среднетаежных болот изучены на высотах 28-72 м, при уклоне поверхности менее 1 градуса. Здесь в почвах также активно накапливается свинец, кларк концентрации которого достигают 10, в т. 17-1 и никель (до КК=1,6, т.19-4).

Таким образом, в результате исследований определены особенности микроэлементного состава и латеральной дифференциации веществ в почвах Северного Урала. Состав почвообразующих пород определяет высокое содержание в почвах халькофильных элементов – свинца и цинка, причем содержание свинца зачастую многократно превышает кларк почв. Встречается повышенное содержание сидерофильных элементов (меди, никеля, марганца).

Максимальная концентрация свинца (313,5 мг/кг) выявлена в болотных ландшафтах внутригорных депрессий. Для болотных почв в целом характерно интенсивное накопление этого элемента. Наибольшее содержание меди (31,3 мг/кг) обнаружено в среднетаежных низкогорных ландшафтах, максимальное содержание цинка (131,9 мг/кг) и марганца (2666,9 мг/кг) наблюдается в среднетаежных ландшафтах дренированных и относительно дренированных равнин, наибольшая концентрация

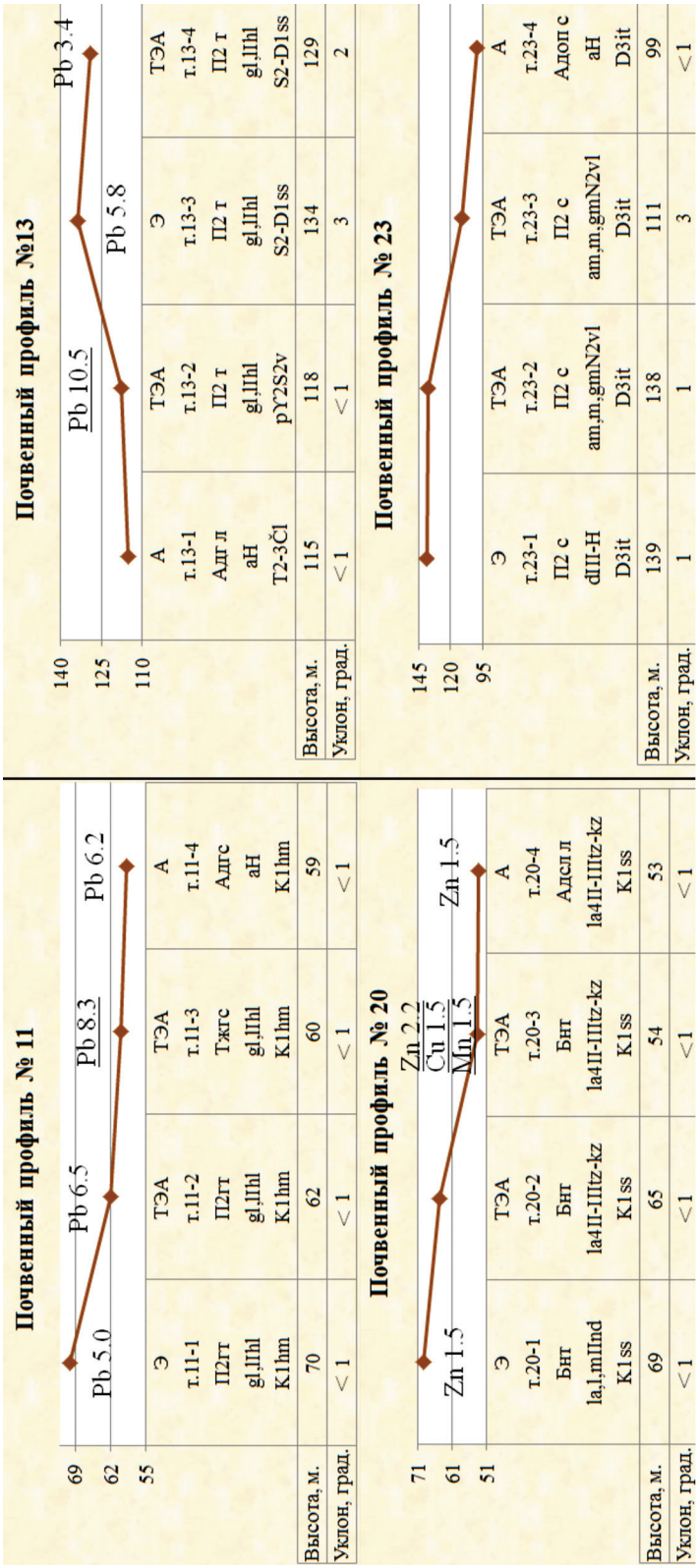

Рис. 2. Схемы почвенных профилей № 11, 13, 20 и 23 с указанием микроэлементов с кларком концентрации более 1,5 и максимальными значениями по профилю

Рис. 3. Схемы почвенных профилей № 15, 16, 17, 18, 19, 21 и 24 с указанием микроэлементов с кларком концентрации более 1,5 и максимальными значениями по профилю

Почвы		Плиоцен-четвертичные отложения		Коренные породы	
Ад л	Аллювиальная дерновая легкосуглинистая	a,am,gm N2ms	Аллювий, аллювиомариний, гляциомариний. Песчано-гравийно-галечные отложения с валунами, глины с включениями гальки, гравия, щебня, реже валунов, прослои песков (до 85 м)	P2tv	Палеогеновая система, тавдинская свита
Адоп с	Аллювиальная дерновая оподзоленная среднесуглинистая			P1-2II	Палеогеновая система, люлинворская серия - серовская свита палеоцена и ирбитская свита эоцена объединенные
Адсл л	Аллювиальная дерновая слоистая легкосуглинистая	aH	Аллювий пойменных террас. Пески, супеси и суглинки, включения гравия, гальки и валунов (до 38 м)	K2-P1dr	Верхний мел-нижний палеоген, дербышинская серия - усть-маньинская свита верхнего мела и леплинская свита верхнего мела-палеогена объединенные
Адг л	Аллювиальная дерново-глеевая легкосуглинистая			K1hr+ul	Меловая система, харосоимская и улансынская свиты объединенные
Адгс	Аллювиальная дерново-глеевая среднесуглинистая	am,m,g mN2vl	Аллювиомариний, аллювий, гляциомариний. Пески с галькой и валунами, глины, суглинки, супеси с галькой, гравием, валунами (до 80 м)	K1ss	Меловая система, северососьвинская свита
Адг с	Аллювиальная дерново-глеевая среднесуглинистая			K1hm	Меловая система, ханты-мансийская свита
Адг у	Аллювиальная дерново-глеевая супесчаная	dIII-H	Делювий. Супеси, щебень, дресва, глины, суглинки (до 4 м)	J2-K1pl	Средняя-верхняя юра-нижний мел, полудинская серия - маурыньинская свита средней-верхней юры, лопсинская свита верхней юры и федоровская свита верхней юры-нижнего мела объединенные.
Бвт I	Болотная верховая торфяно-глеевая			J1-2ZV	Юрская система, заводоуковская серия – яны-маньинская и тольинская свиты объединенные
Бнт	Болотная низинная торфянисто-глеевая				
БптII	Болотная переходная торфяная на мелких торфах	gl,lIhl	Гляциолимний, лимний. Диамиктоны, алевроглины, пески, местами олистостромы палеогеновых пород (до 75 м). Глинистые породы	T2-3Čl	Триасовая система, челябинская серия - семьинская и ятринская свиты объединенные
Бпт II	Болотная переходная торфяная на средних торфах				
П2гт	Глеесреднеподзолистая тяжелосуглинистая			C1ks	Каменноугольная система, косьинская свита
Тжгс	Глеетаежная неоподзоленная среднесуглинистая	la,l,mIInd	Лимноаллювий, лимний, мариний. Пески с прослоями и линзами супесей и суглинков, местами с гравием и галькой (до 40 м)		
Гп1 т	Горная слабоподзолистая тяжелосуглинистая			C1ap	Каменноугольная система, апсинская толща
П1д с	Дерново-слабоподзолистая среднесуглинистая				
АдАдгс лл 30%	Комплекс аллювиальной дерновой с аллювиальной дерново-глеевой слоистой до 30%, легкосуглинистые	la2IIIkr-sr	Лимноаллювий второй надпойменной террасы. Алевросупеси, суглинки, пески, включения гравийно-галечного материала (до 30 м)	D3it	Девонская система, иотыньинская толща
П2zc	Комплекс аллювиальной дерновой с аллювиальной дерново-глеевой слоистой до 30%, легкосуглинистые				
Птг2т	Комплекс торфянисто-мелкоподзолисто-глеевой тяжелосуглинистой с болотной верховой торфяно-глеевой до 30%			D2-3ar	Девонская система, арбыньинская толща
П1zc	Слабоподзолистая глубинно-глееватая среднесуглинистая	la3IIIer	Лимноаллювий третьей надпойменной террасы. Супеси, суглинки, пески, включения гравия и гальки (до 35 м). Глинистые породы		
П2zc	Среднеподзолистая глубинно-глееватая среднесуглинистая			S2-D1ss	Верхний силур-нижний девон, сосьвинская свита
П2zт	Среднеподзолистая глубинно-глееватая тяжелосуглинистая				
П2ит	Среднеподзолистая иллювиально-гумусовая тяжелосуглинистая	la4II-IIItz-kz	Лимноаллювий четвертой надпойменной террасы. Пески, суглинки, супеси, алевриты, линзы грубообломочного материала и торфа (до 35 м). Песок	pϒ2S2v	Силурийская система, верхнетагильский комплекс диорит-плагиогранитовый плутонический
П2 с	Среднеподзолистая среднесуглинистая				
П2 т	Среднеподзолистая тяжелосуглинистая			S1-2im	Силурийская система, именовская свита
Птг2 с	Торфянисто мелкоподзолисто-глеевая среднесуглинистая	mEmz	Мариний. Пески с гравием, галькой, валунами (до 50 м). Глины кирпичные		
Птг2 т	Торфянисто мелкоподзолисто-глеевая тяжелосуглинистая			v2O3k	Ордовиковская система, качканарский комплекс дунит-клинопироксенит-габбровый, плутонический

Условные обозначения к рис. 1, 2, 3

никеля (76,4 мг/кг) выявлена в пойменно-долинных комплексах малых и средних рек с лесными и лесо-лугово-болотными сериями.

Дифференциация микроэлементов обусловлена свойствами почвообразующих пород и факторами внутриландшафтного перераспределения вещества. Наблюдается тенденция повышения концентрации микроэлементов в почвах аккумулятивных геохимических комплексов в связи с миграцией и последующим накоплением на сорбционном и биогенном геохимических барьерах. Аккумуляция сидерофильных элементов (Fe, Mn, Cr, Ni) наблюдается в трансэлювиально-аккумулятивных фациях низкогорных и предгорных среднетаежных ландшафтов. Из халькофильных элементов в трансэлювиально-аккумулятивных и аккумулятивных фациях ландшафтов Северного Урала чаще всего накапливается свинец.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Авессаломова И.А.* Геохимические показатели при изучении ландшафтов: Учебно-методическое пособие. - М.: Изд-во Моск. ун-та.- 1987. - 108 с.

2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Уральская серия – Лист Q-41 (Воркута). Объяснительная записка. – СПб.: Изд-во картфабрики ВСЕГЕИ.- 2005. – 335 с.

3. *Золоев К.К., Федоров О.П. и др.* Отчет по научно-исследовательской (тематической) работе «Концепция комплексного промышленного освоения Приполярного Урала на основе опережающего развития транспортной и энергетической инфраструктуры. Раздел «Недропользование». - Екатеринбург-Ханты-Мансийск.- 2005. – 506 с.

4. *Московченко Д.В.* Экогеохимия нефтегазодобывающих районов Западной Сибири / Д.В. Московченко; отв. ред. С.П. Арефьев. - Новосибирск: Изд-во «Гео», 2013. - С. 46.

5. *Нечаева Е.Г.* Ландшафтно-геохимические черты зональных подразделений долинно-таежного Обь-Иртышья // География почв и геохимия ландшафтов Сибири. Иркутск: Ин-т географии СО АН СССР.- 1988. - С. 3-17.

6. Ресурсная оценка земель Березовского района ХМАО. – Братск: ФГУП «Ангарское землеустроительное проектно-изыскательское предприятие».- 2002.- 44 с.

7. *Селиванова Д.А., Московченко Д.В., Казанцев Ю.В., Гончарова В.Н., Казанцева Л.Н.* Экологически оптимальное размещение производственных объектов на территории освоения Приполярного и Северного Урала // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2013. -№ 6.- С. 40.

8. Справочник по геохимии / *Г.В. Войткевич, А.В. Кокин, А.Е. Мирошников, В.Г. Прохоров*. - М.: Недра.- 1990. - 480 с.

9. *Сысо А.И.* Закономерности распределения химических элементов в почвообразующих породах и почвах Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. - 277 с.

10. Урал и Приуралье / *Ред. И.В. Комар, А.Г. Чикишев*. - М.: Наука.- 1968.- 461 с.

11. *Хренов В.Я.* Почвы Тюменской области: Словарь-справочник. - Екатеринбург: УрО РАН.- 2002.-– 156 с.

«СЫРЬЕВОЕ ПРОКЛЯТИЕ» И ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ЭКОНОМИКИ

В.И. Конюхов, А.В. Рыльков

Государство существует не для того, чтобы превращать земную жизнь в рай, а для того, чтобы она не превратилась в ад. Н. Бердяев

Не будет большим преувеличением сказать, что переход к рынку в конце прошлого века в нашей стране положительно повлиял на развитие нефтегазовой отрасли как наиболее доходной, но пагубно сказался на других отраслях промышленности. Страна тогда поделилась на два лагеря: одни вдохновенно творили будущее, другие с отчаянием защищали прошлое. Последним никто вразумительно не объяснил, что же собираются делать с некогда богатейшей страной. Промышленное производство сократилось вдвое (такая доля убыточных организаций выдерживалась примерно до 2003-2004гг.), сельскохозяйственное уменьшилось на треть, за чертой бедности оказался почти каждый второй. Валовый внутренний продукт (ВВП) уменьшился на 40%. В структуре экспорта резко возросла доля сырья: в 1990г. она составляла 60%, а к концу 1995г. увеличилась до 85%. Россия действительно глубоко села на так называемую «сырьевую иглу». Нефть и газ регулярно поступали за рубеж, что на первое время устраивало руководство страны. Далеко вперед никто не заглядывал.

Общая оценка ситуации

Бюджетные проблемы надо было решать повседневно, а кроме нефти и газа весомо пополнять казну было нечем. Если, например, в 1990г. добыча нефти составляла 516 млн т, то затем началось падение в 1996г. до 301 млн т или 53% от предкризисного максимума. С 2000 г. в экспорте всё больше плещется нефти, составившей 144 млн т (62% к её производству). Заметный подъем добычи начался в 2005 г., тогда эта планка поднялась до 470 млн т. Доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов росли, как на дрожжах: в 1995 г. цена 1 барреля была 17 долл., а в 2006 г. – 61 долл. Их влияние на экономику в долевом выражении было следующим: если в 1992 г. она составляла 42%, в 1995 г. – 51%, то в 2005 г. – 73,8%, а 2011г. – 72,5% (цена доросла до 111 долл. за барр.). На том же уровне зарубежные поставки были заполнены углеводородами и в дальнейшем (2013г. – 73% и 109 долл. за баррель). В 2005 г. выручка от продажи нефти и её продуктов равнялась 112 млрд долл., а в 2013 г. «рванула вверх» до 283 млрд. В условиях высоких мировых цен на углеводороды «делать» бизнес за их счет стало проще, чем прилагать усилия для перехода на новую инновационную модель развития нефтегазового сектора. До 2008г. власть уверенно говорила о России как великой энергетической державе. Колоссальные природные богатства гипнотизировали, ласкали слух. Ещё бы! По запасам газа страна занимала в мире 2-е, а нефти 9-е место. Передовые позиции России были тогда и по их добыче: **газа** – 592 млрд м^3 страна занимала второе место в мире после США – 681, далее Канада – 161 (3-е), Иран – 152 (4-е), Катар –150 млрд м^3 (5-е); по добыче **нефти** РФ – 494 млн т (2-е) уступила Саудовской Аравии – 559 (1-е), затем США 449 (3-е), Иран – 211(4-е), Китай – 203 млн т (5-е). Но 2008-2009 гг. стали шоком для экономики, когда цены на сырье обрушились. Принято считать, что снижение на 10 долларов увеличивает дефицит госбюджета России на 1,4% ВВП. Сознание возможного повторения таких тяжких сценариев породило обсуждение вопросов о модернизации, об избавлении, как можно скорее, от добывающих отраслей, прежде всего от добычи нефти и газа, и от их экспорта. В мировой литературе появились эпитеты: «проклятие природных ресурсов», «нефтяная игла», «голланд-

ская болезнь». И вот из уст высоких кремлевских лиц стали слышны недовольные высказывания. Д. Медведев, президент, тогда сказал, что мы являемся заложниками такой структуры экономики. В 2009 г. он прямо заявил: «Мы ничего не делали в течение последних десяти лет по структурному изменению экономики, потому что нефть всё пёрла и «пёрла». Вот кто оказывается наш главный «враг». В июне 2012 г. С. Иванов, глава администрации президента В. Путина, высказался куда жестче: «Многие считают, что наши запасы нефти и газа – это благо. Мое же личное мнение: это не благо, а проклятие. Потому что такое благо лишает нас всякого стимула к диверсификации». Заявление высокого чиновника может привести неискушенного читателя в глубокое смятение. Как же так? Попытаемся по порядку разобраться более детально.

Экономические показатели

Все страны в той или иной степени являются потребителями «черного золота». Нефтегазовый комплекс России, как отмечалось выше, обеспечивает до 2/3 экспортных поступлений, а также более половины всех доходов федерального бюджета. В этой связи важно понять динамику роста объемов производства энергоносителей страны на мировом рынке. Общим показателем экономической деятельности любого государства является величина ВВП. Для России динамика его «поведения» в последние годы выглядела неутешительной: 2006 г. – 8,2%, 2008 г. – 5,2%, 2010г. – 4,3%, 2012 г. – 3,4%, 2013г. –1,3% и прогноз на 2014 г. – 0,2%. Это означает, что экономику надо срочно лечить. Имеется еще другой показатель – так называемый среднедушевой уровень (СДУ), который более объективный и понятный. Этот показатель свидетельствует о том, сколько получил бы каждый житель страны, если бы весь годовой национальный доход был распределен между всеми гражданами поровну. Он рассчитывается следующим образом: ВВП/численность жителей, то есть свидетельствует о характеристике индекса уровня жизни. Используя данные Всемирного банка за 2012 г., мы условно разделили основные нефтедобывающие страны на четыре группы: **лидирующие** – Норвегия, где СДУ составил 98860 долларов, Катар – 78720, Канада и США – 50500, замыкает группу с нижним граничным уровнем в 40 тыс. долларов Кувейт – 44730; **успешные** – с СДУ более 20 тыс.: например, ОАЭ – 36040; **развивающиеся** – с превышением 10 тыс. долл.; это Оман –19120, С. Аравия – 18030, Россия – 12700; **бедные** – Мексика – 9740, Румыния – 8420, Китай –5740 долл. Приведенные данные позволяют судить о состоянии российской экономики и социальном уровне граждан в сравнении с другими странами. Например, жизнь среднестатистического француза «стоит» в 3 раза дороже жизни россиянина, немца – в 3,5 раза, шведа – в 4,5 раза, а норвежца – в 8 раз.

Проблема бедных стран заключается в том, что их правительства, используя немалые природные ресурсы, не смогли обеспечить постоянный экономический рост и высокий уровень жизни населения. С другой стороны, «ресурсное проклятие» может обернуться «ресурсным благом», как это произошло в Норвегии. На начальном этапе работ норвежцы даже переоборудовали свои ледоколы под буровые судна. После открытия в Северном море крупного месторождения Экофиск государство начало выдавать лицензии на морскую разведку и зарубежным компаниям. Наш северный сосед занимает сегодня передовые позиции в области машиностроения для нефтегазовой промышленности, в производстве буровых установок и др. Интересно, что доступ к природным ресурсам увязан с обязательствами недропользователей – развивать промышленность в этой стране. Итог разумной социальной политики: бесплатное образование и медицинское обслуживание, зарплата менее 800 долларов запрещена законом. Еще пример – небольшой Катар (1,7 млн чел.), доля нефти и газа в экспорте которых около 50%. Благодаря притоку нефтедолларов в последние годы он сумел реконструировать экономику и тем самым обеспечил высокий уровень доходов на душу населения. Ныне он – лидер по производству сжиженного природного газа (СПГ), каждый год умудряется строить по такому заводу. Для сравнения: в России первый завод по

СПГ завершили в 2009г. в рамках проекта «Сахалин-2», следующий будет возведен в ЯНАО к началу 2018 г.

Все страны в той или иной мере являются потребителями не только нефти, но и газа. У какой-то страны обеспеченность запасами создается преимущественно за счет нефти, у других – газа. Поэтому более достоверными представляются оценки роли УВ продуктов по СДУ по обоим этим видам. Так экспертами Рейтингового агентства на 1 июля 2014 г. было проведено ранжирование стран по запасам данных энергоресурсов в денежном выражении. Был оценен объем денег, которые можно получить, если бы все коммерческие запасы нефти и газа добыть и одномоментно продать, а полученную сумму то же поделить поровну между всеми гражданами страны. В результате лидером рейтинга оказался **Катар**, в котором в среднем на одного жителя приходится 6 млн долл. (или 185 млн т годовой добычи нефти и газа в нефтяном эквиваленте). Вторыми по нефтегазовому богатству в мире являются жители **Кувейта** – 4,1 млн долл. (146 млн т), заметно меньше запасы в ОАЭ – 1,6 млн т (220 млн т), **Туркменистана** – 1,5 млн (70 млн т), **Венесуэлы** – 1,14 –млн (145 млн т) и **С. Аравии** – 1,12 млн (638 млн т). **Россия** в этом рейтинге занимает 17-е место, имея 165 тыс. долл. (1106 млн т) уступив одну строчку Казахстану – 235 тыс. долл. (92 млн т). Небезынтересно отметить, что **США** с 19 тыс. долл. (1082 млн т) заняли 30-е место, а ее северный сосед **Канада** с 565 тыс. долл. (311 млн т) и 8-е место. Таким образом, в среднем каждый россиянин по приходящимся на него запасам УВ в 3,5 раза беднее канадца.

Что касается сравнения цифр, то не надо их понимать буквально, что, мол, жизнь среднестатистического американца хуже, чем такого же россиянина. Ведь имея несметные богатства, надо уметь ими рационально распорядиться. Вот здесь определяющим фактором выступает конкурентоспособность экономик мира. России есть еще куда стремиться. В этом соревновании США оставляют за собой первую строчку, на втором месте Швейцария, далее Сингапур, Швеция, Германия и др. Россия в текущем году занимает 38-ю строчку, а ее южный конкурент Казахстан расположился выше, т.е. на 32-м месте.

В целом картина мирового производства в следующие десятилетия существенно не изменится, о чем свидетельствует устойчивый рост инвестиций в нефтегазовую сферу. Сможет ли Россия в ближайшей перспективе вылечиться от такой болезни, как нефтяная зависимость? Рассмотрим и эту сторону вопроса.

Будущее сырьевых стран

Согласно зарубежным и отечественным среднесрочным прогнозам, заметных изменений к 2035 г. не предвидится. Доля нефти может снизиться с 32 до 27%, а доля газа в глобальном энергопотреблении возрастет с 21 до 25%. Во всех сценариях балансовые цены, в частности на нефть, к указанному сроку не выйдут из диапазона 100-130 долларов за баррель. Для удобства сравнения за отправную точку примем 2010г. Тогда США добыли 398 млн т и к 2035 г. намериваются выкачать 495 млн т. В краткосрочной перспективе ожидается разработка глубоководных месторождений на шельфе, а также добыча нетрадиционной (сланцевой) нефти. В Канаде добыча нефти с 182 возрастет до 330 млн т. Саудовская Аравия с 555 намеривается выйти на уровень 770 млн т. Развитие России представляется неровным: 2010г. –было 505, 2014 г. – спад до 450, а в 2020 г. – рост 570 и в 2035 г. – 665 млн т. Многое будет зависеть от разворота работ в труднодоступных регионах Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и Арктике. Оценки расчетов рентабельности разработки последней и их сроки «плавают»: одни предрекают заметный рост добычи в районе 2020 г., другие называют 2025-2030гг., третьи отодвигают сроки еще дальше. Примерно по таким же раскладкам намечается наращивание добычи природного газа.

Все без исключения добывающие государства нацелены на далекую перспективу – на расширение своих топливно-энергетических комплексов. К примеру, в России сильным доказательством тому – реализация долгосроч-

ных планов в создании колоссальной трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан, которая соединит нефтяные месторождения Западной Сибири (ЗС) с нефтеналивным портом Козьмино в заливе Находка. Этот экспортный коридор позволит выйти на рынки США и стран АТР, прежде всего в Китай. В настоящее время по магистральным трубопроводам страны перемещается 93% добываемой нефти и 100% – газа. В 2011 г. в России было 28 нефтеперерабатывающих заводов, в следующем – добавилось еще 20. Так что миф о «нефтяной игле» не должен, словно дамоклов меч, пугать наших граждан. Не только в самое ближайшее, но и в далекое будущее представляется не периодом одностороннего сползания с некой иглы, а периодом «нефтяной иглотерапии». **Иглотерапия** – медицинский термин, обозначающий иглоукалывание (то же, что и акупунктура). Действие его заключается в нанесении специальными серебряными иглами уколов в строго определенные точки тела человека, после чего он получает облегчение. Если перенести данный подход на геологический поиск и разведку, то нечто подобное происходит и там. Каждая новая скважина фактически является своеобразной акупунктурной точкой. Чем больше таких иглоуколов, тем явственней становится понимание ценности обнаруженного месторождения. Скважин – уколов в стране бурится десятки тысяч, и точность попадания их в «яблочко» определяется опытом геолога. Понятно, что укол мимо свидетельствует о вскрытии в разрезе законтурной части залежи. Разве не так? Принципиальный вопрос не в названии данного периода, а в сути. Действительно, Россия не может быть исключительно нефтегазовой страной. Совсем не понятно, почему сознательное ухудшение условий инвестиций в нефтегазовый комплекс у нас считается обязательным условием развития других отраслей? Ведь эта отрасль вправе быть современной высокотехнологической. Да, она в техническом плане более сложная, чем ряд иных рассматриваемых даже как прорывные. Сырьевой сектор – лучшая часть экономики, её база и опора. Ведь от «легких» УВ денег кремлевские чиновники не отказываются, напротив принимают с распростертыми руками.

Кстати, наличие сегодня функционирования данного проклятия очень даже необходимо для оздоровления крымской экономики, там фактически нулевая инфраструктура. Безусловно, в её модернизацию России придётся значительно вложиться. Это строительство моста через Керченский пролив и подводного газопровода, линий электропередач или собственной электростанции и др. Подсчитано, что затраты окупятся к 2020 г. Эксперты сходятся на том, что сейчас для превращения нефтяного проклятия в благо не делается серьезных шагов в макроэкономической политике. Надо понимать, что для выхода из состояния минерально-сырьевой ограниченности с учетом инерционности цикла геологоразведка – подготовка запасов, а также острого дефицита специалистов потребуется не менее 10-15 лет. Надо ли это, особенно сегодня, не замечать?

«Тектонический сдвиг»

В настоящее время Россия, как отмечалось, один из мировых лидеров по запасам и добыче нефти. Проблемой является длительный отбор с самых рентабельных запасов и ухудшения качества сырьевой базы. На долю тяжелой трудно добываемой нефти приходится до 70% запасов, так как главные месторождения выходят на поздние стадии разработки. Это в недалеком будущем приведет к существенным потерям УВ в недрах.

Сегодняшнее состояние сырьевой базы и ее восполнении, в частности, в ХМАО – основном районе нефтедобычи страны не безоблачно. Падение добычи, как в округе, так и в Западной Сибири в целом, то же вызывает тревогу. На долю разведанных запасов, из которых ведется добыча, приходится 19%. Из выявленных в течение последних трех лет 18-ти месторождений только одно оценивают как крупное (12 млн т). В ЯНАО самое значительное нефтяное открытие сделано в 2011 г. с запасами по категории C_{1+2} в 19 млн т. То есть, налицо дефицит крупных и уникальных

месторождений. Надо сказать, что резервы наращивания ресурсной базы в этих округах и не малые, но без поисковых работ (сейсмические исследования, глубокие скважины) прироста не получить! Если 10-12 лет назад объем поисково-разведочного бурения только в ХМАО превышал 1 млн метров, то сейчас он снизился втрое, а поисковой сейсморазведки – в 20 раз. Надо понимать, что особенность геологии состоит в том, что она работает на опережение, т.е. создает «запас прочности» для экономики. Без проведения отмеченных работ невозможно сделать уверенный геологический прогноз на наличие полезных ископаемых. Да, не каждые тысячи километров сейсморазведки оборачиваются открытием нового месторождения данным рисковым видом деятельности. Главное – научно обоснованный прогноз и рациональное распределение средств. Опять-таки, показателем эффективного стимулирования геологоразведки является Норвегия, где нефтяники могут получить от государства 78% от вложений в денежной форме на следующий год вне зависимости от того, каков предыдущий вклад в эти работы.

Сегодня много ведётся споров о моделях развития экономики страны, в т.ч. и её ресурсной базы. Правительство основное внимание обратило на формирование нового центра нефтяной промышленности – в Восточной Сибири (ВС), а затем на арктических шельфах. С нашей точки зрения, оцененный в настоящее время нефтяной потенциал ВС пока не позволяет делать уверенные заключения о первой роли этого региона (геологическая изученность составляет всего лишь 20%). На достаточно продолжительный период добыча нефти может «замереть» на уровне примерно 34-40 млн т в год, что будет вызвано сложными горно-геологическими, природно-климатическими условиями и т.п. Учитывая, прежде всего, необходимость пополнения мощностей ВСТО, освоение данных территорий следует продолжать. Заметим, что в освоении этой сырьевой базы страна потеряла как минимум 10-12 лет. Как она пригодилась бы ныне! Как бы там не раскладывали на столе геологические карты, без Западной Сибири не обойтись. Ведь её месторождения обеспечивают стране более 90% нефти, они разрабатываются более 30 лет. Да, её поток уменьшился. По оценкам аналитиков он начнет падать – с 305 в 2015 г., затем 285 (2020), 270 (2025) и до 255 млн т в 2030 г. Эти цифры показывают, куда большие величины извлекаемой продукции, чем она поступает из ВС скважин. Ясно одно: значительное восполнение добычи нефти возможно лишь за счет более изученных с геологической точки зрения районов в ЗС. Но объемы средств, выделяемые здесь на поисково-разведочные работы, совершенно не адекватны имеющимся ресурсам, т.е. непростительно низкие.

Северный гигант

Что касается роли шельфа, то позволим себе не согласиться с мнением одного тюменского геолога-ученого, утверждавшего, что на арктический шельф раньше 2020 г. (и даже 2030г.) выходить не стоит. Принять это утверждение – значит создать стране отставание по передовым технологиям от мирового уровня до трех десятков лет. Вот тогда попробуй, догони! Конечно, для проведения работ в тяжелейших ледовых условиях необходимы значительные инвестиции. Те же норвежцы готовы хоть завтра приступить к работе, но им необходима определенность с нашей стороны. Так что начало серьезного освоения арктических зон во многом зависит от позиции нашего правительства. Если Россия будет проявлять медлительность, это может сказаться в будущем. Пример действий показала «Роснефть», которая осенью 2011 г. заключила договор партнерства с американской Exxonmobil по схеме: она получает доступ к месторождениям в обмен на инвестиции, технологии и опыт в реализации подобных проектов. Они совместно проведут геологоразведку и освоят четыре лицензионных участка в Карском море. Примечательным выглядит следующий исторический для Арктики факт: 20 декабря 2013 г. «Газпром» начал добычу нефти на Приразломном месторождении в Печорском море, т. е. «процесс пошел». Да какой – дебит первой скважины составил 678 т/сут!! Нефть уже начала поступать в нидерландский порт Роттердам.

Разработка арктических месторождений потребует современного добычного оборудования, соответственно начнут развиваться станкостроение, появится спрос на добывающие платформы, на глубокую нефтегазопереработку, атомные ледоколы и др. Именно нефтегазовая отрасль является сегодня одним из тех «локомотивов», который потянет за собой, без всякого преувеличения, всю экономику страны. В настоящее время роль и значение арктической зоны еще более возрастет в связи со скорым развитием Северного морского пути, созданием на его пути береговой инфраструктуры, в том числе объектов разработки полезных ископаемых. Западные компании непременно будут пользоваться этой магистралью. Они не станут выполнять против России санкции, которые требует от них США в связи с возникшими на Украине событиями. Для нас это «обернется» потоками валюты в бюджет в виде миллионов долларов и евро.

Диверсификация экономики

Российская экономика, как отмечалось, сильно зависит от добывающих отраслей, прежде всего от добычи нефти, газа и экспорта их продукции (отсюда и упомянутые понятия «сырьевая игла», «нефтегазовая игла»). Диверсификация же означает снижение роли этих отраслей в ВВП и в экспорте за счет опережающего развития других отраслей. То есть – это одновременное комплексное многоотраслевое развитие производства и сферы услуг, совершенно не связанных друг с другом. Вопрос в том, какие отрасли надо развивать опережающими темпами: традиционные с более высокой добавленной стоимостью (например, обрабатывающая промышленность) или же инновационные отрасли, «экономика знаний», т.е. развитие образования, науки. В. Путин в интервью журналу «Тайм» (2007 г.) отмечал: «Наша задача сегодня заключается не только в том, чтобы дырки в земле сверлить, газ и нефть добывать и продавать их по дорогой цене – наша задача заключается в диверсификации экономики и придания ей инновационного характера». Спрашивается, что же мешало государству через инвестиции участвовать в развитии на новом уровне сырьевых отраслей? То есть изменить структуру нашей экономики и снизить ее зависимость от конъюнктуры цен на топливо – сырьевые ресурсы. Пока же есть только намерения, как-то: будем удваивать несырьевой экспорт и сокращать объемы вывоза из страны нефти и газа. Речь идет в первую очередь о диверсификации сжиженного газа (СПГ). Предстоит развитие инфраструктуры в ВС и на ДВ, разрабатывать новые газовые месторождения, создавать условия для привлечения инвестиций в эти объекты и строительство трубопроводов. В общем, как-то не чувствуется конкретики. Как долго мы будем раскачиваться? Ведь наш серьезный конкурент Катар ныне уменьшил свои объемы поставок СПГ в Европу и направил их в Азию, т.е. на наши будущие рынки. Спрашивается, почему не уделялось должного внимания развитию высокотехнологической продукции? В структуре российского экспорта 1999 г. она составляла 10,9%, а затем плавно в 2010 г. «скатилась» до 4,8%, из которых половина приходится на оружие. Последствия кризиса 2008 г. РФ ощущает и сегодня. Львиную долю антикризисных денег, в отличие от других стран, мы потратили на поддержку банков, а не на развитие инноваций и образования. Действительно, надо развивать нефтехимию и продавать готовые нефтепродукты. Но это, подчеркнем, вовсе не предполагает отказа от ставки на ТЭК. Главная линия понимания диверсификации экономики – это линия на обеспечение инновационности. Вот что по этому поводу совсем недавно заявил первый вице-премьер И. Шувалов: «Главный запрос на инновации будет, когда не будет надежды на высокие цены на наш традиционный экспорт. Если же это будет продолжаться долго, у нас будут проблемы с инновационным развитием». Что скажете? АиФ же быстро отреагировали – мозги нефтью заплыли? И еще что важно: инвестиционные проекты могут успешно реализовываться при условии частно – государственного партнерства, когда часть рисков государство принимает на себя. При этом нужно прежде создать приемлемые условия для ве-

дения бизнеса (дешевые кредиты, «длинные» деньги на долгосрочные и дорогие проекты), а уже потом поставить барьеры на пути движения капитала в офшоры.

Технологический уклад не за горами

Вместе с тем, нельзя не учитывать того, что, несмотря на разные финансовые, политические потрясения, в мире идет быстрое и независимое становление нового технологического уклада (напомним промышленную революцию начала XIX века – переход с угля на нефть). В нефтегазовом комплексе такой уклад сначала сконцентрируется в виде некоего ядра современных эффективных экономик, как это вокруг песчинки на дне моря нарастает жемчуг. Например, использование роботов при подводной добычи нефти на арктических месторождениях. Российская наука в области роботизации работает на уровне мировых стандартов, имея большой реальный задел (технические решения, доступные компоненты). Прогнозируется, что уже через 5-7 лет сфера применения роботов охватит большой круг промышленных задач. Отмеченную задачу надо ставить перед академией наук. Без поддержки государства данный комплекс может «засидеться» на низком старте.

В отличие от России, Евросоюз вливает миллиарды долларов в науку, новые промышленные технологии. К примеру, в 2000-е годы Финляндия тратила на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки (НИОКР) 3,8% от ВВП. В результате она сейчас входит в группу стран с высоким уровнем доходов на душу населения, занимая 19-ю строчку рядом с Японией и Германией. В последних финансирование НИОКР выражается величинами соответственно 2,8 и 3,3%, а в России только 1,5% и достичь европейских высот намечено лишь к 2020 г. (?). В мировом наукоёмком экспорте продукции гражданского назначения в 2009 г. наша доля составляла 0,5%, тогда как Китая – 6%, Японии – 30%, США – 36%. Сказать, что у нас этим не занимаются, будет неправильно. Возникает вопрос – как? В конце 2011 г. Минэкономразвития утвердило проект инновационного развития страны на период до 2020 г., но уже в феврале 2013 г. выяснилось, что целевых показателей до 2015 г. не достигнуть. На наш взгляд, из-за большого числа координаторов (Минэнергетики, образования, науки, связи, торговли и т.п.). Такой ансамбль разнонаправленных голосов заранее был обречен. Для выправления ситуации считаем, что следует создать отдельное агентство по разработке и внедрению инноваций в нефтегазовую отрасль со своим статусом, фондом средств и подчинением непосредственно президенту. Руководство агентства должно быть представлено высококлассными специалистами – практиками и учеными. Они не должны назначаться сверху, а быть выбранными соответствующими сообществами. Только в таком случае и при политической воле президента возможен новый сценарий быстрой модернизации отрасли и поворот вектора политики инноваций на эффективное использование природных ресурсов и диверсификации экономики.

Образ России

Россия сейчас находится даже не на «кривой падения добычи», а на кривой падения высоких технологий. Нужен новый подход к отрасли. Принцип – «всем сестрам по серьгам» здесь не подходит. Распыление средств, а тем более бесконтрольно – недопустимо. Мы живем в эпоху интеллектуального капитала, высоких технологий и вопрос стоит так: продолжать сползание на обочину технологического уклада или же совершить рывок к новой индустриализации. Точкой опоры для нас будет создание и внедрение инноваций с научно-технологической доминантой. Только тогда Россия действительно совершит свой «космический» взлет. Реальная наша ниша, отметим еще раз, это нефтегазовая отрасль. Именно тот «локомотив», который способен придать нашей экономике небывалое ускорение. Важно, чтобы федеральный центр и «дальнозоркие депутаты» глубоко озаботились, как вывести страну из тупика и создать ей образ великой державы. Иначе о взлете будем молчать. Стране это надо? Нефтяная иглотерапия будет по-прежнему «царствовать» и на суше, и на море.

МЕМУАРЫ

ВОЛКОВ АНДРЕЙ МИХАЙЛОВИЧ

(22.10.1927 – 30.3.2015)

Волков А.М.

В 1951 г. окончил Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина по специальности «Геология, разведка и разработка месторождений нефти и газа».

Трудовой путь начал в качестве старшего геолога, начальника геологического отдела, главного геолога треста «Минусиннефтегазразведка» (1951-1959). Главный геолог Северной комплексной НРЭ (1959-1962), начальник партии тюменского филиала СНИИГГиМС(1962-1964), зав. отделением математических методов обработки информации и систем управления ЗапСибНИГНИ (1964-1987), профессор кафедры промысловой геологии ТИИ (1987-2013). Доктор геолого-минералогических наук. Заслуженный геолог РСФСР (1986).

А.М. Волков принимал активное участие в разработке математических моделей геологических объектов и процессов, анализе тектоники, прогнозе нефтегазоносности и оценке промысловых запасов Западной Сибири. Волков А.М. – автор более 140 публикаций, в том числе 10 монографий.

Награжден орденом «Трудового Красного Знамени» (1971), медалями: «За трудовую доблесть» (1959), «За доблестный труд» (1970), «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири» (1980), «За заслуги в разведке недр», «Ветеран труда» (1985).

У ИСТОКОВ

А.М. Волков

После окончания Московского нефтяного института в 1951 году, мы вдвоем с женой (К.Ф. Тылкиной) по распределению приехали на работу в Минусинскую впадину. Там в полном разгаре была кампания осуждения геологов Н.Н. Ростовцева и В.С. Мелещенко за их весьма пессимистическую оценку перспектив нефтегазоносности минусинского девона. Едва они сделали такое заключение, как ударил фонтан газа из скважины №1 на Быстрянской площади, вблизи северной окраины Минусинска. Единственный за всё время разведки промышленный приток, но в 1951 году никто еще этого не знал. Все были полны безудержного оптимизма и праведного гнева по отношению к пессимистам, которые занижали перспективы и тем самым тормозили бурное развитие района.

Самим пессимистам приходилось объясняться в организации, далекой от геологии, но зато близкой к каждому гражданину нашего отечества в том смысле, что ее твердая рука могла легко дотянуться до любого. Объясняли они свой пессимизм тем, что в своих выводах стремились докопаться до истины, а не закопать её и тем самым нанести ущерб отечеству. В то время социальный оптимизм «прививался» суровыми методами.

Мы с женой – оба геологи. Сколько мы не просились на разведку, мест для двоих не было. Наш однокашник – В.И. Зильберман, приехавший несколько раньше, получил назначение на самое интересное место – в Быстрянскую нефтеразведку. Нам очень хотелось чего-нибудь в этом роде. Жена соглашалась работать коллектором (техником-геологом), но в то время специалистов с высшим образованием было очень мало, и на такой шаг главный геолог треста не пошел. Кончилось тем, что сразу со студенческой скамьи мы «встали у руководства геологической службой» треста «Минусиннефтегазразведка». Жена начала работу в должности геолога, а я – старшего геолога треста.

Мой титул кое-кто воспринял всерьез. Когда в гостинице, где мы первое время жили, узнали мою должность, то к нам в комнату поставили телефон. Правда, вскоре разобрались, кто я, и телефон убрали.

Главным геологом тогда работал Г.Г. Цибизов – умный и необычайно порядочный человек. Работать с ним было очень легко. При всей разнице в годах и знаниях общение с ним было простым и естественным.

Начальником геологического отдела работала З.М. Подгайнова. Старше нас она была всего на несколько лет, но этого было достаточно, чтобы поднять ее над нами. Третьим членом маленького коллектива, в который мы влились, была Р.Н. Миронова – зав. геологическими фондами, в то время очень небольшими. Раиса Никитична быстро стала другом нашей семьи на все годы, прожитые в Красноярском крае. Только после отъезда в Тюмень наши связи начали ослабевать, пока не оборвались окончательно. Еще один сотрудник отдела появился несколько позже, после ряда перемещений. Это была Г.А. Ильюченко, с которой мы проработали вместе до ее ухода на пенсию. И на производстве, и в науке она была мне постоянной и верной опорой.

Примерно через год З.М. Подгайнова ушла из отдела. Вместе с мужем З.Б. Захарьяном (инженер по бурению) они уехали на разведку. Это обернулось моим переводом на ее должность, которая уже предполагает реальное участие в управлении. Благодаря повседневному натаскиванию, я в какой-то мере был к этому готов. Г.Г. Цибизов без меня на разведки почти никогда не ездил.

На все ответственные операции на скважинах он брал не З.М. Подгайнову, а меня. Там, на месте, после каротажа оперативно принималось решение о глубине спуска колонны, высоте подъема цемента, делались предварительные наметки интервалов испытания. Я был свидетелем и участником всех его действий. В его отсутствие принимал решения самостоятельно. Ни одного раза я не получал от него нагоняев, даже если допускал промахи. Одним словом, был тем, что теперь называют дублером.

Так он пестовал меня три года, а потом его освободили от должности и назначили меня. Это было так неожиданно, что я сначала не поверил, потом мне стало не по себе. Одно дело принимать решения, когда у тебя за спиной стоит всё понимающий наставник, совсем другое – когда сталкиваешься со всеми сложностями жизни один на один.

К счастью, это было не так. На самом деле, среди окружающих меня людей было много таких, на кого я мог опереться, кто мог и хотел меня поддержать.

В.Д. Накаряпов приехал на 2 года позже. Первое время молча слушал других, много читал, казалось, что всё проходит мимо, никак его не задевая. Но это только казалось. На самом деле он накапливал знания, определял свою позицию в происходящих событиях. Когда эта внутренняя работа завершилась, вдруг оказалось, что обо всем он имеет свое собственное мнение, умеет распутывать сложные проблемы, мысли свои выражает с предельной ясностью, частенько с убийственной иронией.

Я не заметил, как мы нашли взаимопонимание, сошлись так близко, что за всю последующую жизнь мне больше не довелось испытать такой глубокой духовной общности. Нельзя сказать, что мы на все смотрели одними глазами. Напротив, мы очень много спорили, но при всем при том понимали друг друга с полуслова, мысль одного другой подхватывал на лету, развивал, видоизменял или опровергал. Именно в

В.Д. Накаряпове я нашел повседневную опору в тот трудный для меня момент. Приходилось искать решения достаточно сложных проблем. К этому времени эйфория, вызванная газовым фонтаном, заметно ослабела, триумфального шествия от месторождения к месторождению не получилось, напротив, с каждым годом возникали все большие трудности с обоснованием дальнейших поисковых работ. Хотя по инерции все еще всякие официальные бумаги начинались с разоблачения Н.Н. Ростовцева и В.С. Мелещенко, их «вина» перед народом как-то таяла. Министерству нефтяной промышленности уже были нужны аргументы в пользу перспектив нефтегазоносности, ссылки на быстрянский фонтан уже было недостаточно. Именно на этом переломном этапе мы с В.Д. Накаряповым оказались перед необходимостью самостоятельно формулировать и отстаивать позицию в отношении дальнейших работ.

Чтобы сделать это, мы вновь и вновь пересматривали материалы по скважинам, штудировали отчеты научных организаций, выезжали на месторождения и делали пешие маршруты с целью увидеть какие-то особенности геологического строения, на которые раньше могли не обратить внимания. Мы усердно вникали в интерпретацию геофизических исследований, во всем пытались заметить то, что осталось незамеченным.

Через месяц или два после назначения мне предстояло ехать в Министерство с предложениями к плану на 1955 год. В жарких спорах мы такие предложения подготовили, но теперь надо было защитить их в Министерстве, в котором я ни разу не был и никого не знал. В тот момент на помощь пришел В.С. Мелещенко. Тот самый, которого все еще разоблачали. Сначала он в пух и прах раскритиковал наше обоснование. Мы вынуждены были переделать его заново. Потом он заставил меня выучить его чуть ли не наизусть. Вместе с ним летели мы на совещание в Министерство. Только представив меня пред светлые очи начальства, он куда-то стушевался Испарился Исчез.

На совещании с докладом я выступал впервые, дрожал, как осиновый лист. Видимо, только благодаря многократной предварительной долбежке все прошло благополучно. Последующая работа комиссий по подготовке решения и процедура окончательного утверждения оказались более простым делом.

Любопытно, что в период расцвета культа личности процедура принятия решений в бывшем Министерстве нефтяной промышленности была на редкость демократичной. Предложения по плану разрабатывались трестами. Главные геологи трестов докладывали их на совещаниях в Министерстве, где присутствовали представители отраслевой и академической науки. Затем комиссии из ученых и производственников под председательством ответственных работников аппарата обсуждали детали и готовили протокол, в котором отражались все основные компоненты плана. Главный геолог утверждал и протокол, и карты с намеченными к бурению скважинами. Основная работа по согласованию планов шла в комиссиях.

Возможно, такой порядок выработался с целью самосохранения. Когда все вместе приняли решение, то всем за него и отвечать. Правда, с этого начались и бесконечные согласования, многочисленные визы. Но все эти визы стали явным злом после того, как они были оторваны от комиссий, когда главному геологу стало необходимо убеждать каждого чиновника отдельно.

Но вернемся к окружающим меня людям. М.А. Потюкаев – управляющий трестом, человек с размахом, прекрасный организатор, мог устроить грандиозную публичную головомойку за какую-нибудь руководящую глупость и в то же время сделать всё, что в его силах, чтобы помочь человеку в беде. Только два примера. Он не побоялся молодого специалиста (в 1954 году исполнилось 3 года после окончания института) сделать главным геологом треста. Как часто такое случается в наше время?

В те годы, когда еще не зарубцевались раны войны, когда процветал культ личности и в первые годы после смерти Сталина, он не на словах, а на деле проявлял заботу о людях. В то время, когда почти не строили жильё, все сотрудники треста жили в отдельных квартирах.

На разведках положение было посложнее, но в целом обстановка с жильем была лучше, чем сейчас в столице нефтяного края Тюмени.

Г.А. Летуновский – главный инженер треста – запомнился больше всего совещаниями, которые он проводил с целью поиска решений в сложных ситуациях, как, например, аварии. Он не просто давал возможность высказаться каждому, кто хочет, но требовал, чтобы высказывался каждый. Никаких красот ораторского искусства при этом не требовалось, достаточно было в одной-двух фразах сформулировать предложение, техническую идею. Если учесть, что подавляющее большинство инженеров была молодежь, то трудно переоценить воспитательную роль таких совещаний. Каждый участник напряженно искал решение проблемы. Никаких наград или поощрений предложившему лучшее решение не полагалось. Достаточно того, что его решение принято. Не знаю, как кому, но мне эти совещания дали очень много.

Фонтан резко поднял интерес к Минусинской впадине. Одним из следствий был большой приток научных сил из Москвы, Ленинграда, а позднее из Томска. В летние месяцы Абакан и Минусинск превращались в геологическую Мекку. Благодаря этому первые годы работы на производстве ввели в круг очень интересных людей, знакомство с которыми было очень полезно.

Неоднократно упоминавшийся В.С. Мелещенко был полпредом организации, где сохранилась высокая геологическая культура времен Геолкома, ВСЕГЕИ. Своей эрудицией и острым, язвительным языком он заставлял ёжиться любого оппонента. В противоположность ему спокойный, обстоятельный М.И. Грайзер, всегда опиравшийся на широкий спектр фактов и несокрушимую логику.

Н.Г. Чочиа – прекрасный рассказчик в окружении студентов. Его увлекательные рассказы с удовольствием слушала не только молодежь, но и скромный, застенчивый Г. Теодорович, несгибаемый И.В. Лучицкий и какой-то свойский, как будто однокашник, С.М. Дорошко.

В первые годы все это кипело страстями. Столкновения интересов отдельных людей и коллективов иногда выливались в дискуссии, переходившие рамки дозволенного. Но в целом эта атмосфера была благотворительной для молодых.

На совещаниях, которые организовывал Г.Г. Цибизов, молодые специалисты треста получали возможность не только слушать авторефераты, но и самим накапливать опыт публичных выступлений. Среди молодых особенно выделялся В.И. Зильберман, который представлял самый важный участок – Быстрянскую нефтеразведку с её единственным и неповторимым фонтаном, владел фактами и, что не менее важно, языком. Обращали на себя внимание И.Я. Марченко, А.К. Драгунский, Н.И. Иванова.

Но энтузиазм быстро угасал, т.к. питательной средой для него оставался единственный промышленный фонтан. Все, что было получено в последующие годы, с одной стороны, подтверждало, что в девоне Минусинской впадины есть и нефть, и газ, но, с другой стороны, становилось всё яснее, что добывать их в промышленных масштабах невозможно, по крайней мере имевшимися в наличии средствами.

Наука начала искать другие сферы приложения сил. Перебрался на север Тюменской области Н.Г. Чочиа, распространил свои интересы на каменноугольный вулканизм Сибири М.И. Грайзер, прибились к другим берегам М.Н. Соколова, Е.А. Барс. На смену московским и ленинградским институтам пришел сибирский (Томский филиал ВНИГРИ), а вместе с тем и новые люди. В.И. Краснов теперь представлял региональную геологию, Л.Е. Козлова – геохимию нефти и газа.

Постепенно угасали споры вокруг стратиграфии (когда почти единственным стратиграфом остался В.И. Краснов, то спорить ему стало не с кем), слабел энтузиазм по части перспектив нефтегазоносности. На сцене появились новые люди и новые задачи.

Все больше сил тратилось на то, чтобы открытые скопления нефти из непромышленных перевести в промышленные. Был опробован весь арсенал средств увеличения прито-

ков. Но все усилия приводили лишь к временному и незначительному успеху. Звезда Минусинской впадины клонилась к закату. В этот период к нам приехал А.А. Трофимук. В течение нескольких дней он досконально ознакомился со всем, что сделано и что получено, а потом вынес своё заключение. Врезалось в память его образное сравнение. Все наши ухищрения по части поиска промышленных коллекторов и превращению непромышленных запасов в промышленные, он сравнил с действиями заядлого курильщика, который, оставшись без табака, вытряхивает табачные крошки, застрявшие в углах карманов.

Немудрено, что в этих условиях все больше наше внимание начали привлекать северные районы края. Продвижение на север было медленным, но неуклонным. Первыми традиционно шли геолого-съемочные партии, за ними колонковое и опорное бурение и не подведомственная тресту геофизика в той мере, в какой этого удавалось добиться.

Съемочные партии Н.Х. Кулахметова и Н.Н. Поплавского производили литературный поиск, рекогносцировку на листе. Их материалы служили основой для выбора дальнейших шагов. Иногда им поручались даже такие задачи, как выбор трассы для транспортировки тяжелого оборудования. Для этого они совершили зимний переход с реки Таз на р. Елогуй.

Кроме съемочных партий, большую роль в формировании будущего коллектива геологов в северных районах края сыграла ЦНИЛ, которой руководила А.Д. Подъяпольская. При ЦНИЛе организовывались тематические партии, которые комплектовались практически молодыми специалистами. Для Минусинской котловины они сделать ничего не успели, но прошли здесь период становления и на север приехали, твердо стоя на ногах.

Переходу на север предшествовал период реорганизации управления. Создавались совнархозы. Министерство нефтяной промышленности было ликвидировано, и трест оказался как бы сам по себе. Настала пора утверждать планы на следующий год, а утверждающая инстанция прекратила существование. В поисках «хозяина», мы с В.А. Шеходановым поехали в Красноярский совнархоз. Каким-то образом мы оказались на приеме у высокого начальства. Помню только одну фамилию Зверев. Вместе с нами на приеме оказались гл. геолог КГУ А.С. Аладышкин и доктор г.-м.н. из ВНИГРИ Е.М. Смехов. Мы с Евсеем Максимовичем доложили каждый свою версию состояния дел с поисками нефти в Минусинской впадине. Самое любопытное во всей этой истории – реакция Зверева на наши сообщения. Евсей Максимович со своими трещинными коллекторами оказался более оптимистичным в оценке дальнейших перспектив. В моем выступлении признаки энтузиазма, видимо, не просматривались. Высокое начальство сочло необходимым пожурить меня за это.

Мне такая реакция была непонятна. Одно дело, когда после сдержанной оценки Н.Н. Ростовцева и В.С. Мелещенко ударил промышленный фонтан, и совсем другое дело, если после этого в течение 6 лет других промышленных фонтанов не было. Тем не менее, надо было проявлять оптимизм, а не стремиться разобраться по существу в состоянии дел. Конечно, никто не запрещал глубоко вникать в суть, нельзя было только делать отрицательные или сдержанные выводы. И сегодня всё ещё предпочтительнее завышать оценки. Специалисты оцениваются по размерам проявляемого ими энтузиазма в прогнозировании перспектив.

Этим полезным уроком социального оптимизма и завершился наш визит в совнархоз. В конце концов руководящее ведомство мы нашли в Москве. Им оказалось Министерство геологии РСФСР. Началась почти непрерывная череда реорганизаций. В новом для нас министерстве с нефтеразведочными предприятиями обращаются с той же легкостью, как с геолого-съемочными партиями. Но история ликвидаций, слияний и деления это уже другой этап. Здесь хотелось бы отметить только то, что через 2 года трест был ликвидирован. Вопреки оптимизму т. Зверева в Минусинской впадине добуривались последние скважины. Завершал этот грустный этап главный геолог Минусинской конторы бурения В.Д. Веремеенко, старый друг Г.Г. Цибизова. Такова жизнь.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ

А.М. Волков

Необходимость применения математических методов в геологии для меня казалась очевидной с самых первых шагов в роли специалиста, получившего диплом инженера-геолога после окончания Московского нефтяного института имени И.М. Губкина. Сейчас невозможно вспомнить, в связи с чем этот вопрос возник впервые, но совершенно отчетливо помнятся споры о роли математики, которые мы вели в начале пятидесятых. Особенность их в том, что обсуждался предмет, знания о котором были ничтожны. Дискуссии вполне могли дать материал для новой версии «Письма ученому соседу». Только отсутствие среди нас А.П. Чехова не позволило приобрести широкую известность.

В то время мы имели самое поверхностное знакомство только с началами математического анализа. Уверенность в том, что математика может помочь геологии основывалась на вере, а не на знаниях. Верилось в мощь этой науки, хотя, в чем она, эта мощь, выражается, как она может проявиться, не имели не малейшего представления.

За 10 лет работы на производстве математический багаж не вырос совершенно. Духу хватило только на то, чтобы прочитать еще раз учебник, по которому учился в институте. С переходом в науку положение изменилось. Появился резерв времени, который можно было использовать на самообразование, появились возможности проконсультироваться у специалистов.

Появился коллектив, состоящий из людей творческого склада. Все мы и до того работали в одной организации, но в разных производственных подразделениях, решали разные задачи. Объединение в стенах института коренным образом изменило обстановку. Появилась общая цель, и были начаты совместные поиски средств достижения этой цели.

Программа по первой нашей теме никак не предполагала, что поставленные задачи будут решаться математически. Но уже в течение первого полевого сезона мы начали снова да ладом повторять математический анализ в объеме ВТУЗовского курса. Ясно, что из этого никаких методов решения геологических задач не последовало. Но зато родилось скорее ощущение, чем понимание, что может оказаться полезным вероятностный подход.

Первой книгой по теории вероятностей казалась монография Лоэва, написанная математиком для математиков. Я в этой книге понял одну первую фразу, да и то не до конца. Преодолеть комплекс неполноценности помог учебник по математической статистике для экономистов. Сейчас я не могу припомнить даже автора, но книга оказалась написанной настолько просто и доходчиво, что ее содержание довольно быстро удалось усвоить. Помнится только, мне долго не удавалось постичь смысл таинственного термина – «математическое ожидание». Наверное, несколько месяцев я спотыкался об это понятие, пока удалось уяснить его близкое родство со средним арифметическим.

Мы повторяли азы анализа и искали другие математические средства решения геологических задач параллельно с работой над темой, целью которой было выяснить роль вертикальной миграции флюидов в формировании залежей нефти и газа. Мы должны были выбрать одну из двух практически взаимоисключающих гипотез: вертикальная миграция весьма ограничена и соответственно мала ее роль; миграция по вертикали вероятна не менее чем по горизонтали, роль ее может быть весьма значитель-

ной. Последнее предположение опиралось на простое соображение: количество перемещающихся флюидов пропорционально двум величинам – проницаемости и градиенту давления. Если по горизонтали выше проницаемость, то ниже градиенты и наоборот. Поэтому в принципе возможны любые соотношения величин, в том числе и такие, которые обеспечат достаточно интенсивный переток по вертикали.

Предполагалось, что, проанализировав геологическое строение большого числа месторождений, можно будет установить закономерности, которые позволят однозначно решить проблему не только для себя, но и для других. Детально познакомиться со строением месторождений можно только на местах. Поэтому была организована партия, которая за 3 года объехала основные нефтегазоносные районы Волго-Уральской области, Кавказа, Средней Азии и Украины. С другими районами познакомились по литературным источникам.

Ядро коллектива состояло из Н.Н. Поплавского, А.В. Рылькова, Г.М. Шинкеева, В.К. Рыбака, Г.А. Ильюченко. Другие приходили и уходили. Эти оставались верны до конца. Лишь в последующие годы пути разошлись. Н.Н. Поплавский и А.В. Рыльков сами возглавили крупные коллективы. Г.М. Шинкеев увлекся чисто химической стороной дела (совсем не связанной с математикой и мало связанной с геологией) и ушел в другую организацию, В.К. Рыбак окончил институт, а затем защитил диссертацию и теперь продолжает работать в уже обновленном коллективе. Г.А. Ильченко всей душой была предана нашему общему делу и оставалась с нами до ухода на пенсию.

Хотя экипировка у нас была далека от совершенства, это как-то мало влияло на наше настроение. Работали весело и напряженно, с легким сердцем, все казалось легко разрешимым, стоит только как следует поработать. При таком настроении работа спорилась. За 3 года мы собрали, обдумали, обработали огромную массу материала. В то время еще мало отвлекали на постороннюю работу, а высокая работоспособность молодости усиливалась энтузиазмом. Руководители института Н.Н.Ростовцев и Г.П. Богомяков создали в институте на редкость доброжелательную атмосферу.

К сожалению, этот период завершился с окончанием первой темы. В отчете для обоснования выводов широко использовались оценки коэффициента корреляции и уравнения регрессии. Сейчас это чуть ли не обязательный элемент научной работы, но в 1965 году многие встретили такое новшество, мягко говоря, без энтузиазма. В дальнейшем такое отношение превратилось в постоянно действующий фактор, что, безусловно, создавало серьезные моральные и психологические проблемы. Легкость, душевная ясность, ожидание от завтрашнего дня только хорошего постепенно пошли на убыль. Младенчество в науке кончилось.

Наивная надежда, что, сделав работы, мы все решим и для себя, и для других, не оправдалась. Напротив, стало ясно, что все остались при своем мнении. Работа сделана, а ничто не изменилось. Более того, и не могло измениться! Просматривая литературу за предшествующие годы, я обратил внимание на своеобразную цикличность процесса развития геологии. Одна и та же идея то появлялась и получала широкое признание, то забывалась или оттеснялась на задний план другими идеями. На каждом новом витке идея обрастала новыми подробностями, результатами более тонких экспериментов, но суть ее не менялась. Одновременно с этим происходит своеобразный естественный отбор. Выживают и способны к возрождению только плодотворные идеи.

Стало ясно, что без точных знаний, без строгих доказательств путем убеждения ничего нельзя сделать. В научном хоре каждый слушает только себя. Новый голос только усиливает какофонию, сквозь нее пробиваются отдельные мелодии, которые ведут сильные голоса и те, кто им подпевает. Имеет смысл работать только ради таких результатов, которые в состоянии противостоять этой стихии. Таким образом, стихийная тяга к математическим методам превратилась в сознательную линию поведения: накапливать такие знания, которые любой непредубежденный специалист проин-

терпретирует вполне однозначно. Этого можно достичь только на основе математически строгих методов.

Осознав цель, надо было обеспечить себя средствами для достижения цели и накопить необходимый запас знаний. В этот период казалось, что достаточно овладеть многомерной статистикой и все проблемы геологии можно решить. На это предполагалось затратить 5 лет. Но все эти предположения оказались неверны. Одной статистики для решения всех геологических проблем недостаточно, а в целом современная математика настолько сложна и многообразна, что даже после 20 лет постоянного изучения каких-нибудь разделов математики я чувствую себя на краю огромной неизведанной страны. Чем больше узнаешь, тем яснее понимаешь, как далеко и широко шагает математика.

Со временем процесс обучения приобрел более организованные формы. Появились добровольные просветители, которые читали лекции и тем самым в значительной степени облегчали нашу участь. Среди первых просветителей был преподаватель ТИИ (сейчас кандидат физико-математических наук) Г.М. Ромалис. Он нас познакомил с основами линейной алгебры. Возникло любопытное взаимное недопонимание. Он считал, что нам надо читать лекции на достаточно высоком уровне, который якобы соответствовал нашей общей подготовке, а мы страдали от того, что было очень трудно, но не хотели сдаваться и просить рассказывать проще. Что-то из его лекций всерьёз мы поняли позднее, когда столкнулись в процессе работы, но главное было сделано – появился фундамент, на котором держится значительная часть современной математики. Во всяком случае, переход к многомерной статистике оказался не таким сложным.

Другим человеком, который сыграл очень большую роль в нашей жизни, был С.В. Гольдин (доктор физико-математических наук, зав. лабораторией ИГиГ СО АН СССР). Его широкая эрудиция, готовность помочь каждому, кто в этом нуждается, поразительная изобретательность ума делали общение с ним и легким, и полезным одновременно. С его появлением мы быстро перешли на многомерную статистику. В его изложении она не представлялась слишком сложной. Другое направление, которое в нашем коллективе связано с именем С.В. Гольдина, – попытки создания аксиоматической теории.

В точных науках теории строятся аксиоматически. Это значит, что небольшое число утверждений принимается без доказательства, как очевидное. Все дальнейшие высказывания доказываются как теоремы. В результате теория оказывается строгой непротиворечивой. Естественный вывод: чтобы сделать геологию точной наукой, необходимо развивать аксиоматический подход.

С другой стороны, в геологии очень широко используются классификации. Все объекты, с которыми имеет дело геолог, он стремится упорядочить, разложить по полочкам. Это позволяет прояснить обстановку, найти интересные аналогии, привлечь дополнительную информацию по другим районам.

Соединить аксиоматический подход с построением классификаций – увлекательная идея. К нам ее «привез» С.В. Гольдин, который несколько лет проработал в одном коллективе с Ю.А. Ворониным (доктор физико-математических наук, зав. лабораторией ВЦ СОАН СССР). Реализация ее заняла несколько лет. Первые два года я скорее учился у С.В.Гольдина, чем помогал ему. Единственно, в чем я был полезен, так это в выделении особенностей геологических объектов, которые хотелось учесть при построении классификации. Перевод их на математический язык практически на 100% принадлежит С.В. Гольдину. Мне так недоставало знаний математики! Ущербность своего образования в тот период я ощущал, видимо, наиболее остро. И сейчас я на каждом шагу как бы упираюсь в стену, но область, в которой я начал ориентироваться, по сравнению с концом 60-х, естественно, расширилась. Это дает возможность хотя бы некоторые вопросы решать без чрезмерного напряжения.

Когда классификация была завершена, то ее встретили с еще большим недоумением, чем коэффициенты корреляции и уравнения ре-

грессии. Главные претензии сводились к тому, что классов слишком много и неясно, как их применять на практике. Если уменьшать число классов мы не считали нужным, то найти практическое применение было необходимо.

Занялись практическим применением. Начали с разработки алгоритмов установления класса залежи путем обработки информации, которую можно получить по поисковым и разведочным скважинам. Решили, что геолога надо освободить от трудоемкой обработки информации и выдавать ему конечный результат в виде формулы залежи (класса заданного набором символов) и соответствующего ей словесного описания на стандартном геологическом языке. Закончим работу, освободим, а он не проявляет признаков радости. Скорее наоборот. Боюсь, что в тот период только мой предшествующий послужной список уберег наш коллектив от оргвыводов со стороны начальства. Еще, должно быть, надеялись, что я смогу образумиться.

Второй итог этого этапа работы оказался еще более неожиданным и серьезным. Н.Н.Поплавский, который составлял программу, классифицирующую залежи и составляющую их описание, доработался до инфаркта. Днем он исправно ходил выполнять свои служебные обязанности, а ночи проводил за пультом «Минск-22», отлаживая программы, написанные в кодах ЭВМ. Такой способ программирования требовал огромного напряжения и усердия. Если набор мелких команд, из которых состоит программа для ЭВМ, сравнить с мешком крупы, то сегодня программисты черпают их кружками, а в те времена перебирали по зернышку.

Инфаркт – дело серьезное. Он заставил произвести переоценку ценностей. Прежде всего, необходимо было пересмотреть стиль работы и уменьшить нагрузки до приемлемых для человеческого организма пределов. Речь теперь шла уже не о кратковременном штурме, после которого можно передохнуть. Нужно было организовывать планомерное, пусть не быстрое, но постоянное продвижение вперед. В то время я часто вспоминал китайскую пословицу «не бойся идти медленно, бойся остановиться».

Другой организационный вывод заключался в том, что нельзя брать темы без большого задела по ним. С тех пор мы выдаем векселя только по тем разработкам, которые знаем, что будут выполнены, т.к. остались главным образом только детали, а основная работа поискового характера выполнена в рамках предыдущей темы. Методические разработки, особенно связанные с ЭВМ, порой дают такие неожиданные результаты, что это ставит под угрозу срыва сроков выполнения темы. Поэтому, если не хочешь создать перенапряжения или закончить тему провалом, надо учиться распределять силы между официально принятыми обязательствами и поиском новых решений.

Главным все же оставалось направление дальнейших исследований. Нужны ли формулы описания залежей или что-то другое? Так ли уж неправы все те, кто с недоверием воспринимает полученные нами результаты. Хотим мы того или не хотим, общественное мнение оказывает влияние на наше поведение. Постепенно аксиоматические классификации отодвинулись в сторону. Жизнь заставляла решать другие задачи, и именно они выдвигались на передний план.

Следующая большая работа была связана с применением методов распознавания образов. Работы были начаты параллельно с аксиоматическими классификациями, но пока классификации не были завершены, до распознавания руки не доходили. Теперь распознавание стало главным делом. Не следует воспринимать это как крутой поворот. Дело в том, что распознавание образов – это тоже классификация. Только смысл этого слова немного другой. Это не построение классификации, а классифицирование объектов по набору свойств. При распознавании классы объектов должны быть определены заранее. Задача состоит в том, чтобы отдельно взятый объект отнести к одному из этих классов. Например, по поводу некоторого строения надо сказать – это дом или сарай? В простых ситуациях такое решение принимается просто и безошибочно.

Однако далеко не всегда можно отличить дом от сарая и классифицирование строений может превратиться в проблему. В геологии таких проблем очень много. Выделенные классы не имеют четких границ, а тот единственный признак, по которому можно однозначно определить класс, как правило, неизвестен.

Сказать, что этот путь оказался усыпанным розами, было бы большим преувеличением. Выяснились два весьма существенных обстоятельства:

1) необходимо умело выбирать признаки для классификации и

2) измерения надо проводить очень точно.

Если эти условия не выполнены, то результат неизбежно содержит много ошибок. Если первое условие зависит от конкретного исследователя, то второе – от общего уровня работ в данной отрасли. Погрешности измерений не позволяют повысить точность распознавания. Так, например, невозможно определить цвет лица человека по его изображению на телевизионном экране. Необходимо принципиальное улучшение технической базы телевидения, чтобы это стало возможно. Точно так же в геологоразведочном производстве необходимо коренное техническое перевооружение. Только при этом условии некоторые задачи оказываются разрешимыми.

Существующий уровень техники измерений в геологии не дает возможности принципиально улучшить результаты классифицирования по сравнению с традиционным подходом. Какие-то частные успехи, видимо, исключать нельзя, но в целом это направление очень зависит от общего уровня работ.

Работами в области применения методов распознавания образов завершился длительный период поиска путей математизации геологии. Оглядываясь назад, теперь можно подвести некоторые итоги. В то время все оценки в большей степени окрашивались эмоциями. Сейчас оценки более сдержанные и, надеюсь, более верные.

Главный недостаток того периода в том, что за основу принимался метод, а не геологические задачи, которые, скорее, служили целям иллюстрации возможностей метода на геологической почве. Другой подход, видимо, был просто невозможен: недоставало знаний математики. Поэтому и неумеренные восторги, и мрачные разочарования.

В действительности дело не в том, что один метод хорош, а другой плох. Каждый метод хорош, если его применять по назначению. Нельзя превращать метод в самоцель, нельзя применять его во всех случаях или рассчитывать решить им все проблемы геологии. Надо идти не от метода к геологии, а от геологической задачи к методу, который позволит решить ее наилучшим образом. Вроде бы простая и естественная мысль. Но до сих пор немало людей, которые не отказались от примата метода.

Главный минус всех опробованных методов в том, что они позволяют решать отдельные задачи, не затрагивая основ работы геолога. Их нельзя исключать из набора средств, но ни в коем случае не следует ограничиваться только ими. К счастью, к тому времени, когда мы поняли ограниченность возможностей методов распознавания образов, мы получили первые удачные результаты в области картирования.

Работы в этом направлении велись уже несколько лет. Далеко не сразу удалось найти адекватный подход. Это новое направление связано с новыми людьми, с новым поколением геологов, увлеченных математическими методами. Чтобы проследить истоки этого явления, необходимо вернуться немного назад.

С.В. Гольдину пришла в голову счастливая идея – попытаться организовать при Индустриальном институте подготовку геологов с существенно расширенной программой по математическим дисциплинам. Эту идею поддержал И.В. Лебедев (доктор геолого-минералогических наук, в то время декан геологоразведочного факультета). Министерство также отнеслось одобрительно. В итоге была создана группа, которая обучалась по специальной программе, из которой были исключены такие бесполезные для геолога дисциплины, как детали машин, сопромат, техническое черчение. За счет этого количество часов на математику и ее приложения увеличили до 1000.

Первый набор в группу проходил в два этапа. Сначала надо было поступить в институт. А затем среди прошедших по конкурсу был объявлен дополнительный конкурс. Со всех факультетов нашлось 75 человек, которые пожелали принять участие в конкурсе. Из них после дополнительного экзамена по математике отобрали 25 человек. С ними начали заниматься с большим энтузиазмом сотрудники кафедры высшей математики: М.А. Скалкина (кандидат физико-математических наук, зав. кафедрой), А.А. Бокк (кандидат физико-математических наук) и в то время еще «неостепененный» Г.М. Ромалис. Через несколько лет А.А. Бокка сменил доктор физико-математических наук Л.Д. Иванов.

С появлением группы ориентация на молодежь стала по существу преобладающей. Не то чтобы до этого пренебрегали молодыми (сами тоже еще не были старыми). Просто не было молодых ребят, имеющих хорошую математическую подготовку. Поэтому пытались увлечь людей старшего поколения. Существовала точка зрения, что надо втягивать в наши дела руководителей предприятий.

Постепенно попытки увлечь людей старшего поколения ослабевали. Становилось ясно, что те люди, которые видят перспективу, уже пытаются сами что-то делать, агитировать их не надо. В стороне остались только те, кто либо не понимает смысла происходящего, либо не хочет брать на себя дополнительную ношу, которая не сулит никаких выгод. Агитировать таких – тратить время впустую. Тогда как работа с молодежью обеспечит завтрашний день.

В дальнейшем понимание этого позволило сформулировать линию поведения относительно внедрения разработок: внедрять только там, где делают это охотно. Аналогия со стратегией в Великой отечественной войне – не брать опорные пункты лобовыми атаками, а обходить их. Оставшись в окружении, они, в конечном счете, сдадутся. По крайней мере, можно добиться успеха меньшими усилиями.

С появлением специализированной группы в Тюменском индустриальном институте (ТИИ) комплектование отдела кадрами приобрело совершенно иной характер. Теперь мы начали брать к себе на работу студентов этой группы. Они работали у нас по 4 часа в день. Этого было вполне достаточно, чтобы освоиться с работой, правда, очень мало для того, чтобы приносить отделу реальную пользу из-за постоянных перерывов то на экзамены, то на практику. Мало что им удавалось доделать до конца. Но после завершения учебы они были готовыми специалистами, способными на своих плечах нести основную нагрузку.

Подбор на первых порах происходил в значительной мере благодаря родственным связям. Дело в том, что в первом наборе специализированной группы учился мой старший сын и через него я, с одной стороны, привлекал внимание к отделу, а с другой – ребят с перспективой. Во втором выпуске учился друг сына, а в четвертом – второй сын. Так в течение примерно 5 лет существовали родственные связи между отделом и группой.

Кроме того, помогали подбирать ребят сотрудники факультета Л.Д. Иванов, доктор геолого-минералогических наук, зав. кафедрой математической геологии Л.Ф. Дементьев, а в последние годы кандидат геолого-минералогических наук Г.П. Мясникова, некоторые приходили сами.

Принять в отдел всегда было проблемой. Как правило, не было вакансий, и с каждым новобранцем приходилось много бегать по инстанциям, чтобы легализовать его положение. Были случаи, когда первоначально устраивали в другие отделы, чтобы потом перевести к себе (перемещение внутри института – более легкая операция). Но успешно завершалась такая операция лишь в одном случае: Л.Н. Зырянов не препятствовал последующему переходу студентов к нам в отдел. В остальных случаях передвижка не состоялась. От этого опыта пришлось отказаться, т.к. это оборачивалось разочарованием и для нас, и для студентов.

Через отдел прошло много ребят, но прижились далеко не все. Некоторые сами не захотели оставаться, некоторых отсеяли принудительно, пока они как молодые специали-

сты проходили по инстанциям. А те, кто хотел остаться, должны были принимать специальные меры, чтобы не оказаться где-нибудь вдали от ЭВМ и от математических методов. Так, А.Н. Сидоров и Н.Г. Хорошев до декабря не оформляли направление на работу. Мы их во время дипломирования перевели на полную ставку, и им направление было не нужно. Необходимость в оформлении бумаг в соответствии с инструкциями испытывал отдел кадров Главтюменьгеологии. В конце концов, через полгода им оформили направление в ЗапСибНИГНИ. Были и другие не менее впечатляющие истории. Медленно, со скрипом, но отдел наполнялся молодежью.

Почти одновременно начала формироваться группа в Киевской опытно-методической экспедиции Министерства геологии УССР. Возникновение ее связано с Н.Н. Поплавским (кандидат геолого-минералогических наук, гл. геолог Киевской опытно-методической экспедиции). После инфаркта ему, по крайней мере родственники, настойчиво рекомендовали уехать из Тюмени. Одновременно с этим П.Ф. Шпак, в то время министр геологии УССР, решил дать импульс разработкам математических методов. В результате Н.Н. Поплавский оказался в Киеве. Он сразу же начал добиваться того, чтобы несколько молодых специалистов геологов-математиков распределили в Киев. Это ему удалось. В результате трое парней и одна девушка из первого выпуска геологов-математиков были распределены в Киев. В последующие годы пополнение происходило преимущественно за счет киевлян. Среди последнего пополнения оказался только один тюменец.

У них сложилось два направления. Только одно из них близко совпадает с нашим. В дальнейшем, когда будет говориться о киевской группе, то всегда будет подразумеваться только та часть из них, которая работает над задачами картирования. Это теперь кандидаты геолого-минералогических наук В.А. Волков и А.А. Лаптев.

У нас как-то с самого начала сложилась атмосфера взаимной доброжелательности, свободного обсуждения всех идей без боязни быть обворованным. Обсуждение ведется чаще всего по ходу дела группой заинтересованных лиц, некоторые вопросы выносятся на семинары. Но главная роль семинаров учебная. Все математически дисциплины сначала разбирались на семинарах. В роли докладчиков обычно выступают математики, сами за это брались и беремся только в тех случаях, когда математиков привлечь не удается.

Приход молодежи не изменил этого положения в худшую сторону, а скорее наоборот. Легкость, с которой они осваивали новое, создавала атмосферу, полную оптимизма. Старшее поколение в постоянных трениях с окружением как-то подрастеряло былую жизнерадостность, а молодым все было нипочем.

Появление в отделе молодежи совпало с заключительным этапом распознавания образов и началом поиска методов картирования. Случилось так, что ответственный исполнитель темы уволился, новым ответственным был назначен В.И. Пятков. Кроме того, в группу входили А.Н. Сидоров, С.В. Торопов и Н.Г. Хорошев. Первые подходы к задаче картирования были явно неудачными. Как только дело доходило до конечного результата, то методы немедленно отвергались – результаты не удовлетворяли нас как геологов.

Первые проблески надежды на успех пришли со стороны геофизиков. Кандидат физико-математических наук, зав. сектором Р.М. Бембель в своих задачах использовал для аппроксимации полей сплайн-функции. Но его подход как-то не прижился. Зато брошюрка, которую он привез из Новосибирска, произвела резкий поворот в наших работах. Примерно год она не производила никакого впечатления, т.к. никто не мог понять ее содержание. Наконец, А.Н. Сидоров разобрался в статье В.А. Василенко и Переломова. Она ему очень понравилась. Заслушали сообщение А.Н. Сидорова на семинаре.

В его изложении мне тоже стал понятен смысл статьи. Метод, изложенный в ней, открывал большие перспективы. Он позволял использовать при построении карт различную

информацию и аппроксимировать достаточно сложные поверхности. На этом же семинаре была выработана линия поведения на ближайшие годы – всех, кто заканчивает другие темы, переводить на составление программ картирования. Примерно через год переход был завершен. Не были переключены на новое направление только те, кто занимался задачами корреляции разрезов.

Киевская группа решала ту же задачу, но применительно к другим геологическим условиям. Поэтому с самого начала наметились расхождения в подходах. Отвергнутый нами вариант решения на предварительно триангулированной области они сумели довести до рабочего состояния. Более того, построив сеть треугольников таким образом, что ребра некоторых из них лежали на линиях разрывов, они успешно преодолели сложности картирования поверхностей с разрывами. Наш подход долгое время не позволял делать это.

Первая выданная машиной карта вызвала бурный энтузиазм, хотя сегодня она была бы расценена как очень примитивная. Время работы машины было непомерно большое: 30 минут затрачивалось на получение простенькой карты. Но было ясно, что направление выбрано верное и можно без оглядки идти дальше.

В последующие годы справедливость принятого решения подтвердилась. Теперь уже не только мы, но и многие другие поняли необходимость использовать ЭВМ для решения задач картирования. Само это занятие приобрело значительно более глубокий смысл. Теперь уже не просто картирование, а комплексная интерпретация геолого-геофизических данных.

Можно взглянуть на картирование и с позиций моделирования геологических процессов, в частности процессов формирования залежей нефти и газа. В этом направлении много и успешно работал В.Е. Касаткин.

Как далеко идти в направлении математизации? Не в том смысле, что из математических методов применять, а в том, что из математического обеспечения делать самим. Необходимость все программировать самим привела к тому, что часть геологов практически поменяли свою специальность, посвятив себя целиком программированию. Среди тех, кто более тесно связан с нами, – В. Шмидт, он теперь имеет даже должность системного программиста, Ю.В. Митрохин, который учится в аспирантуре в Институте проблем управления, на грани этого был С.В. Торопов.

Другой уклон – математика. Был период, когда А.Н. Сидоров почти переквалифицировался в математика. Слава богу, в последнее время у него развился вкус к геологическим исследованиям. Работа наша требует знаний в геологии, математике и программировании. Что-то стоящее можно создать только при условии достаточно глубоких знаний в каждой из этих отраслей знания. В силу ограниченности возможностей одного человека возникает специализация. Чем сложнее создаваемая система, тем более высок уровень специализации. Вместе с тем надо видеть проблему в целом, интегрированно. Поэтому наряду со специализацией необходим и обратный процесс. Все это очень сильно усложняет дело.

Рост уровня специалистов, усложнение и расширение стоящих перед ними задач делают необходимым, чтобы у каждого из них была хотя бы небольшая группа помощников. В то же время действительность такова, что количество сотрудников не увеличивается, а уменьшается. С одной стороны, рассеивание специалистов связано с поиском ими такого места работы, где дают не только трудиться, но еще и обеспечивают квартирой. Теперь, когда у каждого семья минимум из 4-х человек, проблема квартир встала очень остро.

С другой стороны, пополнение молодыми кадрами тоже затруднено. Начальный импульс с созданием специализированной группы был очень сильный, но постепенно уровень начал падать. Уже на следующий год специальный конкурс не проводился, но пока еще группа комплектовалась из хорошо подготовленных ребят. Постепенно с уменьшением числа претендентов уровень подготовки начал падать. Слабая подготовка студентов ведет к снижению уровня лекций, т.к. в попытке добиться взаимопонимания с аудиторией преподава-

тель начинает упрощать изложение. Начинается цепная реакция.

Теперь речь идет уже не о подготовке разработчиков, а хотя бы грамотных пользователей.

К настоящему времени в геологии сложилась парадоксальная ситуация, при которой одновременно существуют специалисты трех поколений: старшего, которые в своей молодости даже не слышали о математических методах в геологии и хотели бы не слышать о них теперь; среднего, которые осваивали математические методы самоучками и имеют в образовании крупные прорехи, и младшего, получившего хорошую математическую подготовку еще в студенческие годы. Возраст при этом не самое главное. К сожалению, наши ВУЗы продолжают готовить специалистов старшего поколения.

Все три поколения более или менее мирно уживаются. Одни вроде бы благодарны хотя бы за то, что им дают возможность работать, другие, похоже, опасаются прослыть консерваторами.

Кроме всего прочего, с помощью ЭВМ сегодня нельзя еще вести полный цикл работ, а то, что можно, из-за слабого сервиса требует усилий не меньше, чем при традиционной ручной обработке информации. Так и идут параллельными курсами взаимоисключающие методы. Правда, на контактах возникают интересные явления. Постоянно растет число людей, которые жаждут примкнуть к научно-техническому прогрессу, но сделать это желают с минимальными усилиями со своей стороны.

Одной из причин этого явления, видимо, была попытка энтузиастов математических методов привлечь на свою сторону больше людей. Вначале была широко распространена разновидность помощи, при которой помогающий выполнял практически всю работу. Жаждущий примкнуть к прогрессу составлял табличку и приходил с вопросом: что с ней можно сделать? Затем формировалась задача, составлялась, если не было готовой, программа, решалась задача и растолковывался результат. К сожалению, многие приняли такой стиль взаимоотношений как естественный и, главное, очень удобный для любителей прогресса. Они жаждут прогресса, но не путем освоения математических методов, а путем присвоения труда тех, кто эти методы освоил. Им нужны не разработки, а разработчики в роли пушкинского Балды, который «яичко сварит да сам и облупит». Так как шансов получить хотя бы ту же плату, что и Балда, у разработчиков нет, то они начали отказываться от удовольствия облупить сваренное яичко.

В последние годы появилось много людей, которые пытаются сами применять математические методы. Первоначально мое отношение к ним было однозначным: я приветствовал любую попытку внести элемент строгости в выкладки. Но постепенно и эта сторона дела начала видоизменяться. Если взять крайние типы среди людей, слегка соприкоснувшихся с математикой, то одни только начали восхождение и хотят идти дальше; другие уже давно топчутся на месте. Ясно, что первые имеют шансы подняться на минимально необходимый уровень, другие этого не делают.

Самое печальное в том, что эти слегка прикоснувшиеся и остановившиеся обычно развивают бурную деятельность и наводняют научный рынок неглубокими, ничего не решающими разработками. Что касается используемой ими терминологии, то она необыкновенно пышная и наукообразная. Такие люди скорее компрометируют математические методы, чем развивают их. Особенно плохо, когда слабый специалист обладает сильным голосом и умеет ввернуть высокому начальству свои стеклянные бусы вместо обещанного бриллиантового ожерелья. К сожалению, начальство блестящие стекляшки от бриллиантов, как правило, не может отличить, а обращаться к специалистам не привыкло.

Низкий уровень и разобщенность оборачиваются другим злом. Каждый маленький коллектив создает свои методы, свои программы и не хочет применить ничего из того, что сделали другие. Принцип «плохонькое, но свое» получил широкое распространение и очень мешает делу.

В связи с этим хотелось бы отметить положительный опыт взаимоотношений с пар-

тией АСУ-нефть Казахстанской опытно-методической экспедиции. К.А. Айтбаев (кандидат геолого-минералогических наук, начальник партии) с самого начала взял за строгое правило осваивать те разработки, которые наилучшим образом удовлетворяют его интересам. Разрабатываемые у нас методы картирования он нашел удовлетворяющими этому требованию, и вот уже скоро 10 лет как мы все новое регулярно передаем им.

На первых порах все шло не очень гладко из-за сложности работы с программами, слабой совместимости ЭВМ и т.п. Немалую роль при этом сыграла настойчивость Л.Р. Токмуллиевой, которая и сама не один раз приезжала к нам и нас зазывала к себе. Так или иначе, а теперь у них дело идет хорошо. Внедряют они не только у себя, но по всему Казахстану. В результате никто не остается внакладе.

Прошло уже 10 лет, как мы занимаемся вопросами картирования. Если другие методы отвергались, как только их осваивали, то этот наоборот. С каждым годом мы находим все новые области применения и систематически расширяем возможности разработанных программ. Процесс идет и вширь, и вглубь. Вместе с тем начинает волновать вопрос – что дальше?

С одной стороны, мы видим поразительную бедность геологии результатами, которые можно рассматривать как строго научные, несмотря на огромные запасы знаний, не выходящих за рамки здравого смысла. Поэтому легко понять А.Н. Сидорова с его тоской по принципиально новым результатам. В то же время, если все время идти только вперед, не оглядываясь назад, то, занимаясь геологией, легко оторваться от земли.

Оптимальной структурой научного коллектива представляется конус. На острие его находятся единицы, но для расширения новых результатов, их реализации требуется все больше людей. Конус своим основанием должен твердо стоять на почве практической геологии. К сожалению, у нас конуса пока не получается, скорее шнурок, один конец которого привязан к традиционной геологии, а другой – болтается в поисках точки опоры.

Существует и другая точка зрения: думая о будущем, не следует забывать о настоящем. Настоящее же состоит в реализации полученных результатов в виде обрабатывающих программ с хорошо развитым сервисом. Решить успешно эту проблему можно при наличии хотя бы одного из условий:

1) ЭВМ с развитым математическим обеспечением, которое бы позволяло не тратить время на стандартные вычислительные процедуры, программы обработки запросов и подготовку необходимых данных.

2) Большое количество хороших программистов, способных быстро и эффективно решать вопросы создания математического обеспечения.

Пока ни того ни другого у нас нет. От возникновения идеи до ее реализации проходят годы. При этом реализация осуществляется в форме, доступной только лицам, знакомым с ЭВМ и математическими методами.

Но здесь встает другой вопрос: а почему специалисты не умеют обращаться с ЭВМ? Может ли в наше время считаться специалистом человек, ничего в этом деле не понимающий? Отрицательный ответ на второй вопрос, видимо, будет дан в самое ближайшее время. Но это уже новая тема, ей пока не место в мемуарах.

(Редакция выражает благодарность Леониду Олеговичу Ядренникову за подготовку мемуаров к печати).