

РАЗВИТИЕ НАУЧНЫХ ОСНОВ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ГЕОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИКИ И СУБАРКТИКИ

С.Г. Корниенко, Н.Н. Хренов, П.А. Василенко
ИПНГ РАН

Введение

Одним из основных научных направлений деятельности ИПНГ РАН является разработка проблем обеспечения экологической и технологической безопасности при освоении нефтегазовых месторождений Арктики и Субарктики. Освоение залежей углеводородов (УВ) неизбежно связано с изменением состояния природной среды и привычных условий обитания коренного населения. Природные ландшафты арктических и субарктических зон, нарушенные в результате антропогенного воздействия, характеризуются чрезвычайно медленным восстановлением. К числу важнейших задач относится организация систем экологического мониторинга, позволяющих контролировать масштабы и характер антропогенного воздействия, а также развитие опасных геологических и мерзлотных процессов. В этой связи актуальность приобретают методические разработки, основанные на использовании оперативных и архивных данных аэрокосмических съемок, а также материалов наземных наблюдений, позволяющие в масштабах региона с разной степенью детальности оценивать влияние антропогенных факторов на природные ландшафты и вероятность развития опасных геоэкологических и геокриологических процессов.

Строительство и эксплуатация технических объектов в районах распространения вечномерзлых пород связаны с повышенными производственными и экологическими рисками. Реакцией мерзлых грунтов на техногенное воздействие могут быть просадки или всплытие (выпучивание) сооружений, активизация оползневых процессов, обводнение и заболачивание, нередко приводящие к разрыву трубопроводов, падению опор ЛЭП, разрушению свайных конструкций и т.д. Для предотвращения данных негативных последствий необходимы системные исследования процессов взаимодействия мерзлых грунтов с техническими объектами, в первую очередь трубопроводами как наиболее уязвимыми звеньями газотранспортной системы.

Другой не менее важной задачей является оценка состава многокомпонентных углеводородных систем на производственных объектах нефтегазового комплекса. Следует отметить, что данная процедура до сих пор не автоматизирована и достаточно трудоемка:

по существующим нормативам выполнение анализа только одной пробы на одну компоненту занимает несколько часов, поскольку обязательным является подготовка пробы. Чтобы повысить эффективность работ в этой области, необходимы новые, основанные на иных физических принципах аппаратурно-методические разработки, позволяющие существенно ускорить и упростить процесс анализа без потери точности.

В настоящей статье приведены основные результаты научных исследований сотрудников лаборатории аэрокосмических методов ИПНГ РАН по данной проблематике.

Разработка методов оценки антропогенных нарушений в районах освоения нефтегазовых месторождений Арктики и Субарктики по данным космических и наземных наблюдений

Известно, что в большинстве случаев антропогенное воздействие является первопричиной развития опасных геокриологических процессов, повышающих риски эксплуатации объектов и сооружений в районах сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов [1]. В связи с этим чрезвычайно важное значение имеет не только характеристика типов и масштабов трансформаций природных ландшафтов, но и приуроченность их к техническим объектам. Используя данные наземных наблюдений, составляющих основу экологического мониторинга нефтегазодобывающих предприятий, невозможно в полной мере воспроизвести картину происходящих изменений, поскольку нарушения (или загрязнения) ландшафта пространственно неоднородны, а сети постов наблюдений редки. Учитывая масштабы, пространственную неоднородность и характер изменений природной среды в районах освоения нефтегазовых месторождений Арктики и Субарктики, создать эффективные системы геоэкологического мониторинга представляется возможным только на основе данных ДЗЗ. С этой целью в ИПНГ РАН была разработана методика количественной оценки площади антропогенных нарушений в районах освоения нефтегазовых месторождений Арктики и Субарктики, основанная на использовании разновременных данных космической съемки.

Примером реализации методики могут служить результаты оценки площадных изменений доминирующих типов коренной тундровой и лесотундровой растительности на территории Тазовского полуострова (70 тыс. км²) в масштабе 1 : 1 000 000 и более детально (1: 100 000) – в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), полученные по данным спутников NOAA и Landsat 1988 и 2001 гг. съемки [2, 3]. На осно-

ве предложенного подхода впервые была проведена количественная оценка масштабов антропогенных нарушений растительности на территории полуострова за 30 лет с начала освоения месторождений УВ (рис. 1). В данном случае для характеристики трансформаций РП на всем полуострове использовались снимки спутников NOAA (разрешение 1,1 км), а для эталонирования и контроля – снимки спутников Landsat (разрешение 30 м) на фрагмент территории Тазовского полуострова (Уренгойское НГКМ), а также снимок КФА-1000 (разрешение 7 м). По результатам наземных наблюдений, проведенных в границах снимка КФА-1000, были оконтурены участки однородной коренной растительности (ягельники, лиственничные древостой) и другие поверхности ненарушенного состояния, используемые в качестве эталонов (песчаные отмели, водные поверхности).

Из рис.1 видно, что места наибольшей концентрации нарушений РП до 1988 г. сосредоточены в пределах контуров трех крупнейших месторождений: Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского. В абсолютных показателях площади максимальных нарушений отмечены на Ямбургском (более 1800 км²), Уренгойском (около 1200 км²) и на Медвежьем (более 1100 км²) месторождениях. Площадь, относимая к месторождениям (лицензионным участкам), составляет около 35 % от исследуемой территории Тазовского полуострова. В сумме площадь трансформированных территорий составляет 13,9 % (около 10 000 км²); из них 11,2 % - площади, относимые к нарушениям до 1988 г., и 2,7 % - относимые к нарушениям за период с 1988 по 2001 г.

В табл. 1 приведены процентные показатели площади трансформированного РП в пределах контуров основных месторождений. Наибольший относительный показатель суммарных нарушений поверхности отмечен на первом осваиваемом здесь месторождении - Медвежьем. В табл. 1 приведены отношения показателей S_1/S_{12} , характеризующие весовые коэффициенты нарушений до 1988 г. для каждого месторождения. Эти отношения показывают, что для большинства месторождений доминирующими являются нарушения до 1988 г., в том числе и для недавно введенных (в начале 2000-х годов) в эксплуатацию. Из полученных результатов следует, что около 80 % нарушений происходило на стадиях разведочного бурения и строительства основных нефтегазовых объектов.

В основном к нарушенным зонам относятся территории уничтоженных пожарами ягельников, и факт сокращения их площади неоднократно отмечался в литературе. В то же время сокращение площади коренной растительности может происходить в результате трансграничного переноса загрязнений по воздуху (в частности, от горящих факелов), да-

же от значительно удаленных промышленных объектов [1]. В любом случае это преобразованные территории, которые на длительный период, а иногда и необратимо, меняют свое естественное состояние. Трансформация поверхностных покровов неизбежно влечет за собой изменения в ландшафте, биосфере, криосфере и гидросфере данной территории.

Таблица 1

Процентные показатели площади трансформаций РП в контурах основных нефтегазовых месторождений Тазовского полуострова и Надымского заказника

№	Месторождения, природоохранные территории	Год ввода в эксплуатацию	В пределах контуров месторождения (%)			
			до 1988 г. (S ₁)	с 1988 по 2001 г. (S ₂)	Всего к 2001 г. (S ₁₂)	S ₁ /S ₁₂
1	Медвежье	1971	33,4	3,9	37,3	0,895
2	Уренгойское	1978	13,6	0,4	14,0	0,971
3	Ямбургское	1984	20,7	0,2	20,9	0,990
4	Юбилейное	2000	4,1	1,5	5,6	0,732
5	Северо-Уренгойское	2001	10,5	0,2	10,7	0,981
6	Юрхаровское	2003	1,4	0,1	1,5	0,933
7	Лензитское	Перспективное	10,7	6,2	16,9	0,633
8	Ямсовейское	-	12,8	3,1	15,9	0,805
9	Восточно-Медвежье	-	6,4	14,1	20,5	0,312
10	Северо-Самбургское (часть)	-	12,4	0,6	13,0	0,954
11	Пангодинское	-	0,0	0,0	0,0	-
12	Семаковское	-	5,4	0,0	5,4	1,00
13	Парусовое	-	16,9	0,0	16,9	1,00
14	Северо-Парусовое	-	2,3	0,0	2,3	1,00
15	Надымский заказник		4,5	5,5	9,9	0,455

Примечание: - S₁ – процент площадей в контурах месторождений, нарушенных до 1988 г.; S₂ – процент площадей в контурах месторождений, нарушенных с 1988 по 2001 г.; S₁₂ – процент площадей в контурах месторождений, нарушенных к 2001 г.

В частности, для лесотундровой зоны и южной тундры подобные трансформации растительности, сопровождающиеся формированием вторичных видов, приводят к повышению температуры сезонно-талого слоя (СТС) на 1,0 - 1,5 °С, что фиксируется даже через 15 - 20 лет. Эти процессы сопровождаются растеплением мерзлых грунтов, изменени-

ем направлений движения поверхностных и грунтовых вод, образованием подтоплений на одних участках и дренированием других, развитием бугров пучения и т.д. Как правило, в большинстве случаев эпицентры нарушений РП приурочены к местам расположения промышленных и хозяйственных объектов, и изменение состояния мерзлых грунтов становится опасным для самих объектов.

Нарушения природных ландшафтов, по масштабам и характеру аналогичные тем, что выявлены на месторождениях и вблизи технических объектов Тазовского полуострова при освоении месторождений в районах сплошного распространения мерзлоты, в частности на полуострове Ямал, могут привести к катастрофическому затоплению территорий, поскольку мерзлые грунты здесь отличаются высокой льдистостью и соленостью. В этой связи чрезвычайно важна организация аналогичной системы мониторинга за состоянием поверхностных покровов на Ямале, а учитывая динамичный характер вероятных антропогенных трансформаций ландшафта, полный контроль над ними можно осуществлять только на основе данных аэрокосмических наблюдений.

Разработка методов оценки и мониторинга геокриологических условий по данным тепловой космической съемки

К числу важнейших мероприятий для обеспечения безопасности строительства и эксплуатации технических объектов в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) относится оценка геокриологических условий (температура и мощность ММП, льдистость грунтов, глубина СТС т.д.) отложений верхнего горизонта. В настоящее время открываются широкие возможности использования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для характеристики, оценки и мониторинга геокриологических процессов в районах освоения нефтегазовых месторождений. Установлено, что для характеристики льдистости грунтов до глубины проникновения летних колебаний температуры (ЛКТ) могут быть использованы материалы тепловой космической съемки разных периодов с начала периода растепления [4].

В соответствии с данным подходом для районов сплошного распространения ММП в ИПНГ РАН разработана методика оценки льдистости грунтов до глубины проникновения ЛКТ (6 – 7 м в супесчано-суглинистых грунтах, ССГ), основанная на выявлении различий в темпах роста сезонной радиационной температуры земной поверхности (СРТП) участков с различной льдистостью и влажностью грунтов. Параметр СРТП адекватен радиационной ТП в моменты суточной инверсии, и его значения в различные дни летне-

осеннего сезона соответствуют ходу годовых колебаний ТП. Расчет СРТП проводился с учетом параметра, характеризующего тепловую инерцию приповерхностного слоя суточных колебаний температуры (СКТ) на основе пар дневных и ночных измерений со спутника. Тепловая инерция (параметр Е) характеризует условия теплообмена мерзлых грунтов с атмосферой в слое СКТ за суточный период. Для апробации методики использовались данные съемки со спутника NOAA конца июня, начала июля 2000 г. и конца августа 1998 г. на территорию Харасавэйского и Крузенштерновского газоконденсатных месторождений Западного Ямала.

На рис. 2 приведены карты, характеризующие полученные распределения параметра Е (b, c, d) и СРТП (g, h, i) для разных дат космической съемки в сопоставлении с картами макрольдистости грунтов (a) и температуры ММП (f). Также на рис. 2 приведены распределение среднего значения параметра Е (e), рассчитанного по значениям Е июня и августа, и распределение разности СРТП (j) августа и июня. Распределения параметра Е разных периодов съемки (b, c, d) достаточно идентичны и, в основном, характеризуют природные комплексы с различными условиями теплообмена в слое СКТ. Участки минимальных значений Е (высокой теплоизоляции поверхностного слоя) приурочены к морским террасам (I-Б, I-В, I-Г). На более влажных участках низовий рек (II-А) и пойм (III-А) параметр Е очень высок.

Вариации СРТП во времени более существенны (g, h, i). Картина аномалий СРТП близка к картинам распределения температур ММП (f) и макрольдистости грунтов (a). Участки низких значений температуры ММП на морских террасах, в основном, характеризуются более низкими значениями СРТП по сравнению с поймами и низовьями рек. К концу августа характер распределения СРТП заметно меняется (i): поймы и низовья рек уже имеют фоновые и аномально низкие значения СРТП. Более отчетливо эта тенденция наблюдается в южной части района.

В распределении разности СРТП августа и июня (рис. 2 j) исключаются контрасты СРТП, обусловленные среднегодовой ТП (и, соответственно, температурой ММП), и отражены аномалии, связанные с тепловой инерцией грунтов в слое ЛКТ. В данном случае разность СРТП характеризует теплопроводность и условия теплообмена с атмосферой мерзлых грунтов в слое ЛКТ за два месяца. Участки высокой влажности грунтов (все поймы и низовья рек) характеризуются аномально низкими значениями разности СРТП (высокой теплопроводности). В то же время на севере района, в пределах II и III морских

террас (зона А) отмечается крупная аномалия низких значений СРТП (i) и разности СРТП (j). Ее происхождение не может быть связано с влажностью грунтов, т.к. здесь распространены дренированные участки с низкими значениями параметра Е (рис. 2 b, c, d, e). Эта аномалия, скорее всего, связана с залегающими близко к поверхности пластовыми льдами (от 3 м и ниже), которые выявлены по результатам наземных наблюдений и данным бурения [5].

Разработка научных основ комплексной диагностики северных трубопроводов

Для развития экономики России чрезвычайно важно обеспечение надёжности поставок энергоносителей. Северные газотранспортные системы, по которым проходит до 90% добываемого в России газа, являются сложным комплексом инженерных сооружений. При протяжённости 7-8% от общей длины газопроводов, они обеспечивают пропуск максимального количества газа и практически не имеют резервирования. Выход из строя северного газопровода может привести к остановке промысла.

К трубопроводам криолитозоны относятся трассы Ямбург – Ныда – Надым – Лонг – Юган, межпромысловые коллектора (МПК) Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего месторождений, Уренгой – Ягнетта, Уренгой – Надым, конденсатопроводы Ямбург – Новый Уренгой, Новый Уренгой – Ягнетта, Бованенково – Ухта. Изучение процессов взаимодействия трубопроводов с мерзлыми грунтами проводилось сотрудниками ИПНГ РАН на всех перечисленных трассах.

Север Западной Сибири характеризуется чрезвычайно сложными физико-географическими условиями, важнейшим из которых является распространение ММП различного физико-механического состава и температуры. В процессе строительства и эксплуатации газотранспортных трубопроводных систем (ГТС) происходит вживание их техногенных элементов в естественную природную среду. Часто это осуществляется с нарушением динамического равновесия, сопровождающегося активизацией опасных природных процессов, оказывающих негативное влияние на техническое состояние трубопроводов и приводящих нередко к аварийным ситуациям. К подобным реакциям природной среды на техногенное воздействие относятся просадка или всплытие (выпучивание) сооружений, активизация мерзлотных, эрозионных, оползневых процессов и процессов обводнения-заболачивания на трассах магистральных и промысловых трубопроводов различного назначения. В наибольшей мере это характерно для уязвимых и практически не

восстанавливаемых ландшафтов севера Западной Сибири, где экологические проблемы строительства и эксплуатации НГКМ порождают технологические и экономические. Методика проводимых исследований основывается на рассмотрении трасс газопроводов (в том числе промысловых) как взаимодействующих геологической и технической подсистем, а проблема диагностики ставится как проблема диагностики трубопроводных ГТС.

Фактическое состояние северных трубопроводов требует критического переосмысления сложившихся подходов, для чего необходимо:

- разработать методы мониторинга трасс трубопроводов с широким использованием современных технических средств аэрокосмического мониторинга;
- уточнить, а в ряде случаев разработать, новые методы моделирования взаимодействия «холодного» трубопровода с вечномёрзлыми грунтами;
- проанализировать отечественный и зарубежный опыт исследований на крупных моделях;
- переосмыслить методы определения и расчёта напряжённо-деформированного состояния трубопроводов при деформации пучения для оценки надёжности трубопровода в экстремальных условиях;
- разработать предложения по температурным режимам транспорта газа.

Разработка научно обоснованных практических рекомендаций по эксплуатации трубопроводов возможна на основе учета закономерностей изменения мерзлотно-геологических условий залегания трубы, теплового и механического взаимодействия трубы с вмещающим грунтом и долгосрочного вероятностного прогнозирования. Реализация этой задачи осложняется сложными мерзлотно-грунтовыми условиями, переменной температуры газа, изменчивостью климатических параметров.

Общепризнано, что целесообразна перекачка холодного газа в связи с увеличением объема его транспортировки и для обеспечения сохранности многолетнемерзлых грунтов. С другой стороны, круглогодичный транспорт охлажденного газа приводит к резкому усилению пучения на переходах таликов (малые реки, болота, озера) и к неравномерному пучению в зонах перехода различных видов грунтов, различающихся величинами пучения при замерзании, способном приводить к разрывам трубопроводов (рис. 3).

С начала 80-х годов зарубежными специалистами проводились обширные и дорогостоящие макетные и натурные эксперименты по определению численных значений напряжений в трубопроводах при неравномерном пучении, неравномерных величинах уси-

лий и нагрузок от различного вида пучений, по определению механизма взаимодействия и проч.

В России теоретические и макетные исследования не проводились. Длительное время преобладало мнение, что охлаждение газа решает все проблемы, хотя велась эксплуатация холодных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах. В первую очередь речь идет о трубопроводах, отходящих от установки комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении. Здесь впервые в мире была применена технология низкотемпературной адсорбции влажного газа, при которой газ с конденсатом замораживается до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, в результате чего происходит выпадение конденсата в росу, удаляемую сепаратором. Газ с начальной температурой $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ по двум трубопроводам диаметром 1020 мм идет на головную станцию Ямбурга, конденсат с начальной температурой $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ – на завод переработки газового конденсата в Новый Уренгой. Также был применен транспорт холодного газа на системе газопроводов Ямбург – Ныда (8 ниток, 193 км), где с начала эксплуатации газопроводы в течение 10-12 лет работали в теплом режиме, после чего начался запуск станций охлаждения газа и переход на холодный режим.

Для получения информации о ГТС «трубопровод – окружающая среда» проводились аэросъемки с применением фото-, тепловой, радиолокационной и гиперспектральной аппаратуры, использовались космические снимки, включая радиолокационные.

В работах были задействованы специалисты из МГУ им. М.В. Ломоносова, ГАНГ им. И.М. Губкина, ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова, ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского, Института прикладной механики РАН, ВНИИрадиотехники и др. В частности, применялись различные методы определения напряжений: магнито-, тензометрия, рентгенометрия и др. Работы выполнялись по договорам с производственными объединениями и были направлены на выявление потенциально-опасных участков, оценку и прогноз опасности и разработку предложений по ремонту [7, 8].

Следует заметить, что в проекте «Бованенково – Ухта», в первую очередь участка «Бованенково – Байдарацкая Губа», был проигнорирован весь мировой и отечественный опыт. Конструктивные решения назначались на основе весьма приближенных расчетов, все переходы через талики (44 перехода суммарной длиной 5 км) запроектированы подземно, что неизбежно приведет к многочисленным аварийным ситуациям. В отличие от других инженерных сооружений, трубопроводы имеют ряд специфических особенностей, в частности малое удельное давление на грунты основания и высокую чувствительность к

тепловым и механическим воздействиям при относительно большой гибкости конструкции. Это дает трубопроводу возможность воспринимать значительные деформации без угрозы потери сплошности металла, в случае если основанием трубы являются талые грунты. Именно это и происходит на «теплых» газопроводах Уренгойского и Ямбургского МПК, где формирование большого ореола оттаивания и интенсивное проявление криогенных процессов (термокарст, термоэрозия, заболачивание) осложняют нормальную работу газопровода, но не создают критических ситуаций. Более того, высокая температура транспортируемого газа, в первые годы эксплуатации вызвавшая формирование крупного ореола оттаивания грунтов вокруг трубы, обусловила релаксацию как начальных напряжений трубопровода (возникших при его укладке), так и возникающих в процессе эксплуатации, вплоть до настоящего времени.

По-иному происходит взаимодействие ММП с «холодными» трубопроводами. При промерзании грунтов подвижность трубы резко снижается за счет ее защемления промерзшим грунтом. Статистические данные о распределении количества «нарушений» по временам года показывают, что подавляющее их большинство (более 60 %) происходит в зимнее время года (ноябрь – март), то есть во время интенсивного пучения грунтов. Причину подобных аварий можно объяснить следующим образом. Зимой при транспортировке холодного продукта на участке с ММП сезонные ореолы оттаивания быстро промерзают, сезонное пучение прекращается и происходит защемление трубы. На примыкающих к ним участках новообразования ММП в течение всей зимы продолжается промерзание талых грунтов и их интенсивное пучение. В результате труба, зажата с одной стороны в мерзлом массиве, испытывает все возрастающее давление снизу, со стороны промерзающих и пучащихся грунтов. Поэтому на контакте таких участков можно ожидать разрыва трубы [9, 10].

Во второй половине сентября 2010 г. были проведены работы по оценке состояния строящегося газопровода Бованенково – Ухта. Натурные работы проводились с использованием методов аэросъемок. Наземные обследования были совершены в нескольких пунктах, выделенных в момент облета на вертолете, с учетом карт оценки и прогноза. На каждом из этих пунктов были произведены визуальные и инструментальные исследования состояния валика, глубины СТС, характера и площади техногенно-разрушенной территории, особенно в местах пересечения водотоков и в прибрежной зоне – лайде.

В 2011 г. проводились работы по договору с предприятием «Гипротрубопровод» на выработку рекомендаций по конструктивным решениям и типам свай по трассе горячего (до + 50 °С) нефтепровода Заполярное – Пур – Пе. На участках с вечномерзлыми грунтами подземная прокладка нефтепровода может применяться лишь в случаях, когда надземный вариант прокладки исключен в силу объективных причин. Каждый такой участок требует тщательных расчетов и анализа для выработки технических решений, предотвращающих развитие негативных геокриологических процессов, опасных для устойчивости нефтепровода. В результате работ были выданы попикетные рекомендации по конструктивным решениям прокладки нефтепровода. Большой объем работ был посвящен анализу применимости свай в различных условиях по трассе. Выработаны оптимальные конструкции свайных оснований и рекомендации по их применению на трассе. Обобщение результатов исследований позволяет сделать следующие основные выводы:

- Все трубопроводы после строительства проходят стадию обводнения и уже на второй год не соответствуют проектному положению.
- Динамика приращения заболачивания вдоль трасс трубопроводов не зависит от диаметра труб и температурного режима в первые годы их эксплуатации.
- Динамика приращения болот по классам местности указывает на возможность значительного сокращения пригрузов для трубопроводов на местности с приростом заболоченности 3-5% и частичного их сокращения на местности с приростом заболоченности 10-12%.
- Найденные инвариантные (для северотаежной подзоны) зависимости роста заболоченности после сооружения трубопровода в разных типах местности позволяют дать рекомендации по балластировке трубопровода. Необходимо принимать во внимание, что зоны перехода между контрастными типами местности отличаются наихудшим техническим состоянием трубопровода. В случае «благоприятного» типа местности его достаточно пригрузить грунтом.
- Основным типом взаимодействия трубопроводов с мерзлыми грунтами является выпучивание.

Разработка аппаратно-методического комплекса для оперативного анализа многокомпонентных углеводородных систем

Одним из путей повышения эффективности работы аналитических лабораторий при решении экологических и технологических задач предприятий нефтегазовой отрасли является создание и внедрение новых автоматизированных систем измерения. В этой связи в ИПНГ РАН был разработан аппаратурно-методический комплекс для оперативного количественного анализа многокомпонентных углеводородных систем.

Таблица 2

Основные технические характеристики спектрометра «ИКАР-3»

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Спектральный диапазон, нм	от 1800 до 3600
2	Дискретность перестройки по длине волны (по диапазону), нм	1
3	Абсолютная погрешность установки длины волны, нм	не хуже 3
4	Диапазон измерений коэффициента пропускания, %	от 0 до 100
5	Пределы допускаемого значения погрешности при измерении коэффициента пропускания, % (абс.)	±2
6	Пределы допускаемого значения случайной составляющей погрешности при измерении коэффициента пропускания, %	0,5
7	Диапазон измерений оптической плотности	0-3
8	Время установления рабочего режима, мин	20
9	Время анализа одной пробы без пробоподготовки, мин с пробоподготовкой, мин	5 15 – 30
10	Электропитание от сети переменного тока: частота, Гц напряжение, В	50±1 220±22
11	Потребляемая мощность, В·А, не более	50
12	Масса, кг, не более	10
13	Габаритные размеры, мм	500×360×165

Комплекс включает в себя спектрометр ближнего ИК-диапазона «ИКАР-3» (рис. 4) и комплект аттестованных методик измерений, позволяющих проводить без пробоподготовки измерения содержания попутной нефти и метанола в газоконденсате, метанола и воды в ДЭГе, метанола в водно-метанольных растворах, диэтиленгликоля (ДЭГа) в на-

сыщенном ДЭГе и регенерированном ДЭГе. В табл. 2 приведены основные технические характеристики спектрометра «ИКАР-3».

Спектрометр сертифицирован (сертификат № 25342 от 10.10.2006 г.) и зарегистрирован в Госреестре средств измерений РФ под № 32757-06. Получены патенты на полезную модель «Инфракрасный анализатор растворов» № 92190 от 10.03.2010 г. и на изобретение «Способ контроля содержания попутной нефти в продукции газоконденсатной скважины» № 2386951 от 20.04.2010 г. В табл. 3 приведены пределы измерения по аттестованным методикам.

Таблица 3

Пределы измерения по аттестованным методикам

№	Определяемое вещество	Пределы, %, масс.
1	Вода в диэтиленгликоле (ДЭГе)	от 0,1 до 10
2	Диэтиленгликоль (ДЭГ) в нДЭГе (насыщенном) и рДЭГе (регенерированном) диэтиленгликоле	от 80 до 99,9
3	Метанол в газовом конденсате	от 0,01 до 3
4	Метанол в водно-метанольных растворах	от 0,5 до 90
5	Метанол в технологических жидкостях	от 0,1 до 30
6	Нефть в стабильном газовом конденсате	от 0,1 до 100
7	Вода в водно-метанольных растворах	от 0,1 до 30
8	Этанол в воде	от 0,1 до 96
9	Вода в этаноле	от 0,1 до 25

Разработанный способ ИК-спектрометрического измерения малых концентраций нефти в газовом конденсате по характеристикам спектров оптической плотности многокомпонентных углеводородных растворов совместно с разработанным ИК-спектрометрическим аппаратно-методическим комплексом позволяют повысить точность аналитических измерений, в десятки раз увеличить производительность работ и существенно снизить производственные затраты на их проведение. В настоящее время метод применяется в лабораторной практике аналитических измерений ООО «Газпром добыча Уренгой» для отдельного учета массового количества нефти и конденсата в продукции нефтегазоконденсатных скважин.

Результаты опытной эксплуатации в ООО «Газпром добыча Уренгой» подтвердили эффективность и конкурентоспособность аппаратурно-методического комплекса «ИКАР-3». Наиболее значимый экономический эффект получен при использовании методики измерения массовой концентрации:

- воды в диэтиленгликолевых растворах;
- диэтиленгликоля в диэтиленгликолевых растворах;
- нефти в стабильном газовом конденсате.

ЛИТЕРАТУРА

1. Салихов З.С., Андреев О.П., Арабский А.К., Кондратьев С.Д., Павлушин В.Б., Ставкин Г.П. Система менеджмента риска эксплуатации газопромысловых сооружений в геокриологических условиях Арктики и полуострова Ямал // Наука и техника в газовой пром. 2006. № 3. С. 18-25.
2. Korniyenko S.G. Assessing the transformations of natural landscapes of the Taz Peninsula using space-borne imagery // Geogr. Nat. Res. 2011. № 1. P. 67-73.
3. Корниенко С.Г. Оценка влияния разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на состояние территории лесотундры по данным ИСЗ «Landsat» // Исследование Земли из космоса. 2009. № 4. С.78-87.
4. Корниенко С.Г., Разумов О.С. Моделирование контрастов температуры на земной поверхности в условиях неоднородных по льдистости грунтов // Криосфера Земли. 2009. т.13, № 2 С. 55-61.
5. Крицук Л.Н. Подземные льды Западной Сибири. М.: Научн. мир, 2010. 352 с.
6. Баулин В.В., Дубиков Г.И., Аксенов В.И. и др. Геокриологические условия Харасавэйского и Крузенштерновского газоконденсатных месторождений (полуостров Ямал). М.: ГЕОС, 2003. 180 с.
7. Хренов Н.Н. Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Аэрокосмические методы и обработка материалов съёмок: монография. М.: Газойл Пресс, 2003. 352 с.
8. Хренов Н.Н. Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Наземные исследования: монография. М.: Газойл Пресс, 2005. 608 с.

9. *Хренов Н.Н.* Оценка конструктивной надежности переходов через талики на трассе газопроводов Бованенково – Байдарацкая губа // Газовая пром. 2009. №4. С.51-54.
10. *Хренов Н.Н.* Основные положения методики геотехнического мониторинга трассы газопровода Бованенково – Ухта // Геодезия и картография. 2010. №1. С.52-57.

ПРИЛОЖЕНИЕ

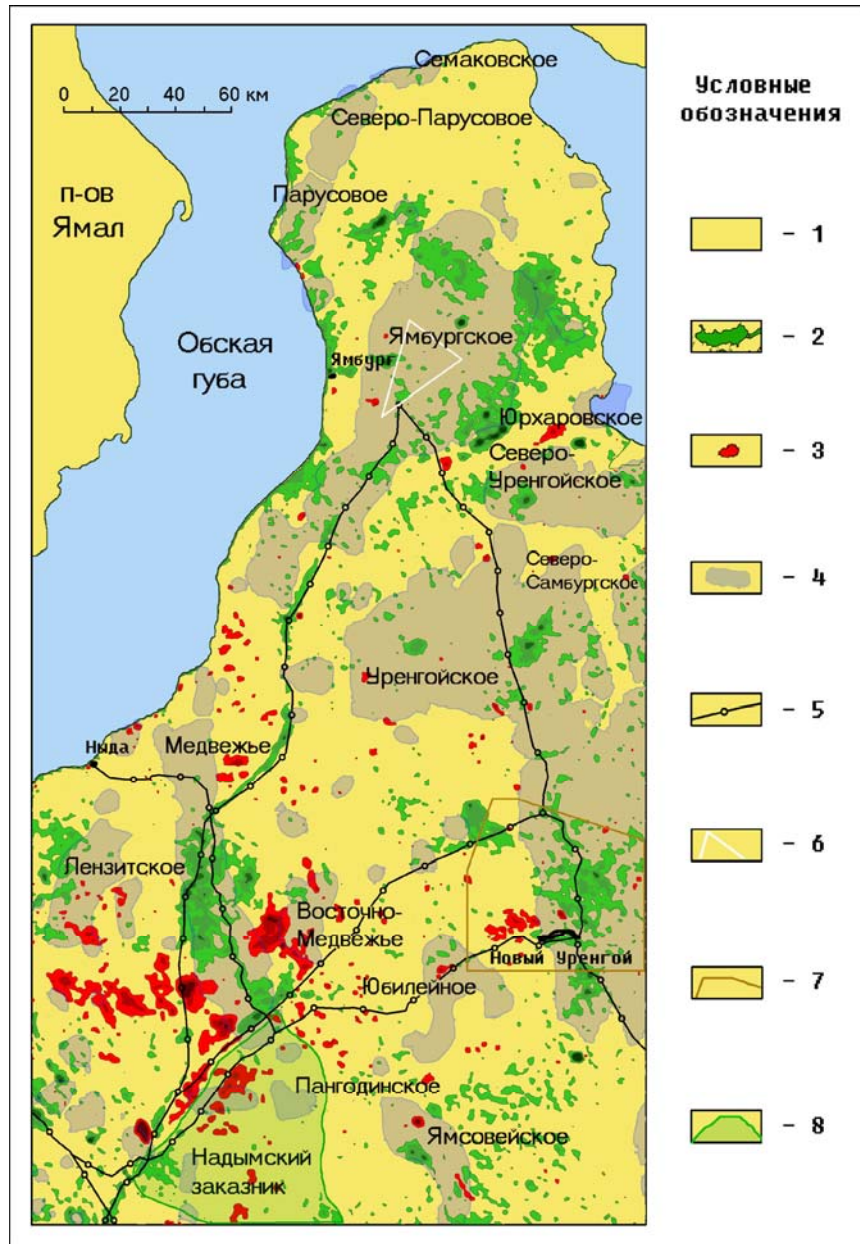


Рис. 1. Карта современных трансформаций коренной растительности на территории Тазовского полуострова (по данным спутника NOAA, 1988 и 2001 г. съемки), М 1 : 1 000 000
 1 – участки без изменения РП; 2 – участки нарушений РП до 1988 г.; 3 – участки нарушения РП в период с 1988 по 2001 г.; 4 – территории основных нефтегазоконденсатных месторождений (в границах ГВК и ВНК); 5 – магистральные газопроводы; 6 – границы участка сосредоточения промышленных объектов Ямбургского НГКМ; 7 – границы участка детальных исследований Уренгойского НГКМ; 8 – границы территории Надымского заказника

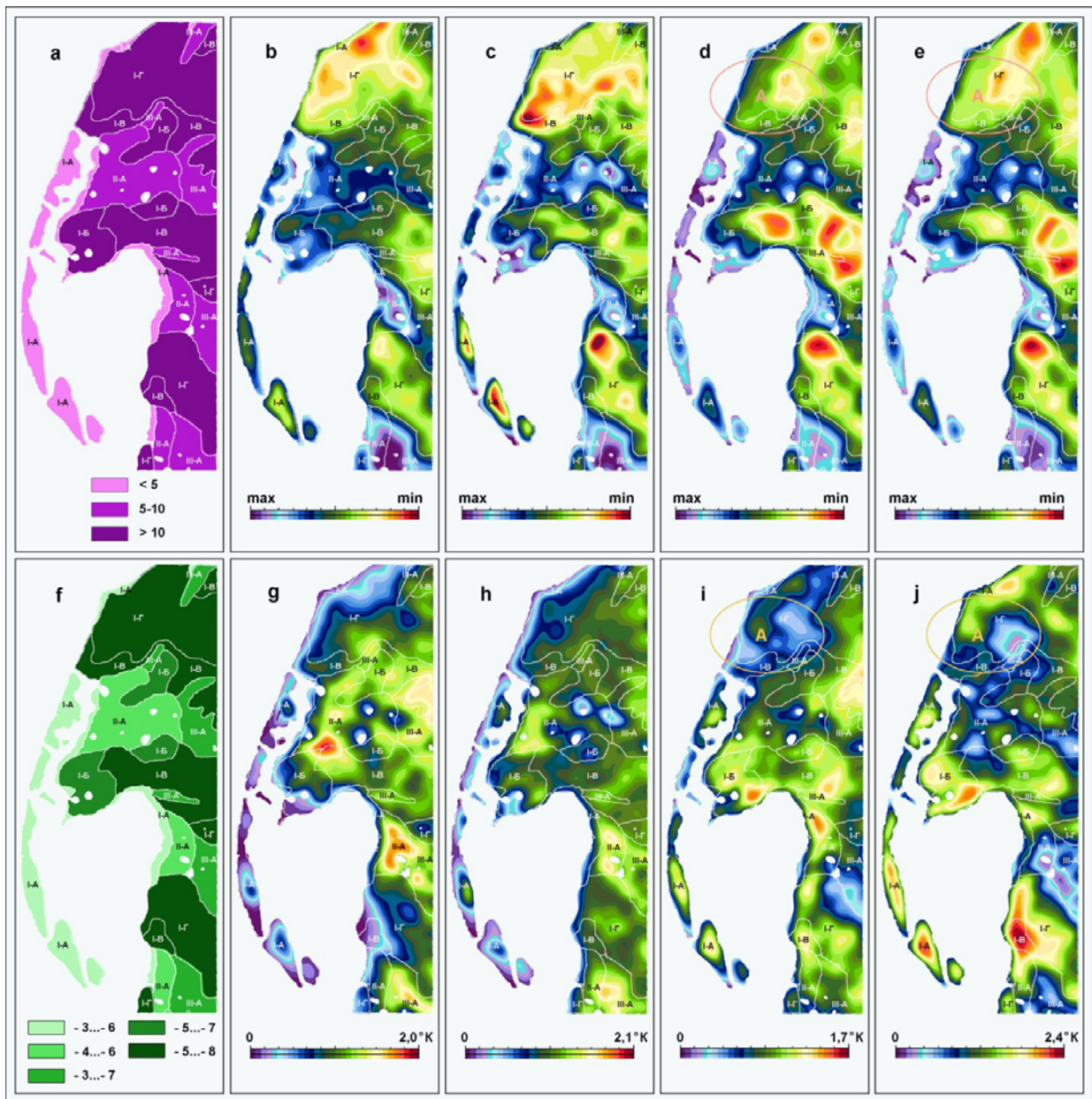


Рис. 2. Фрагменты карт макрольдистости грунтов в % (а), температуры ММП в °С (f) [6], распределения параметров Е (b, с, d, e), СРТП (g, h, i) и разности СРТП (j) в районе Харасавэйского и Крузенштерновского ГКМ, полученных по данным съемки со спутника NOAA: 28 и 29 июня 2000 г. (b, g); 8 и 9 июля 2000 г. (с, h); 22 и 24 августа 1998 г. (d, i). Природные комплексы [6]: (I-A) – лаида; (I-B) – I морская терраса; (I-B) – II морская терраса; (I-Г) – III морская терраса; (II-A) – низовья крупных рек; (III-A) – пойма



Рис. 3. Выпучивание конденсатопровода в период эксплуатации (1997 г.)



Рис. 4. Инфракрасный анализатор «ИКАР-3»