

ляется необходимым формирование опытных научных геолого-геофизических полигонов. На них должны быть усовершенствованы технологии геофизических методов, дающих сведения о поведении геологических образований осадочного чехла, в том числе зон развития коллекторов в породах терригенного и карбонатно-комплексов рифей-вендского возраста.

На первом этапе необходимый объем геологической информации может быть получен с использованием электромагнитных зондирований, прежде всего, магнито-теллурических и нестационарных. Высокая точность современных программно-аппаратных комплексов электромагнитных исследований, относительная дешевизна полевых и камеральных работ и высокая чувствительность к коллекторским свойствам пород осадочного чехла дадут возможность выявить наиболее перспективные участки, связанные с возможными зонами выклинивания резервуаров рифейского и вендского возраста. В дальнейшем после получения информации о наличии перспективных геологических объектов опытные научно-методические полигоны могут быть «центром притяжения» для заинтересованных в развитии методик исследований сервисных геофизических фирм, а также сырьевых компаний, разрабатывающих новые направления расширения ресурсной базы углеводородов.

Выводы

Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы углеводородов и их рационального использования на юге Иркутской области связаны с совершенствованием технологий геологической разведки, а также с развитием и внедрением малотоннажной газопереработки. Крайне необходимым представляется пере-

шение региональных геолого-геофизических исследований в перспективные области повышенных толщин подсолевого вендского комплекса и развития рифейских карбонатно-терригенных отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнов, В.С. Окислительная конверсия метана / В.С. Арутюнов, О.В. Крылов // Успехи химии. — 2005. — Т. 74. — № 12. — С. 1216–1245.
2. Дедов, А.Г. Основные направления химизации экономики капиталистических стран / А.Г. Дедов, И.Л. Сафонова, Е.П. Никулина и др. — М.: Химия, 1988. — 320 с.
3. Конторович, А.Э. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления — важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое нефтегазоносной провинции. / А.Э. Конторович, А.А. Конторович, В.А. Кринин и др. // Геология и геофизика. — 1988. — № 11. — С. 45–95.
4. Королюк, И.К. Сравнительная характеристика формаций рифея и кембрия Прибайкалья / И.К. Королюк. — М.: Изд-во АН СССР, 1962. — 156 с.
5. Пермяков, С.А. Материалы к корреляции разрезов верхнедокембрийских отложений зоны сочленения Прибайкалья и Присаянья / С.А. Пермяков / Поздний докембрий и ранний палеозой Сибири. Проблемы расчленения и корреляции: Сб. науч. трудов. — Новосибирск: Изд-во ИГиГ, 1984. — С. 17–23.
6. Постникова, О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность: Автореф. дис. д. геол.-мин. наук. / О.В. Постникова. — М., 2009. — 50 с.
7. Самсонов, В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн / В.В. Самсонов. — Иркутск: Восточно-Сибирское книжное изд-во, 1975. — 198 с.
8. Филиппов, Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы / Ю.А. Филиппов // Геология и минеральные ресурсы Сибири. — 2011. — № 4(8). — С. 30–47.
9. Фурман, Ф.М. Малая химия. Эффективность производства и потребления продукции / Ф.М. Фурман — М.: Химия, 1989. — 136 с.
10. Шенфиль, В.Ю. Поздний докембрий Сибирской платформы / В.Ю. Шенфиль — Новосибирск: Наука, 1991. — 185 с.

© Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Иванов А.В., 2017

Поспеев Александр Валентинович // avp@ierp.ru
Вахромеев Андрей Гелиевич // andrey_igp@mail.ru
Иванов Андрей Викторович // ivanov.phd@gmail.com

ГЕОФИЗИКА

УДК 553.982.2:553.982.23:528.87:528.88 (571.51+571.56)

Абушкевич С.А.¹, Волин К.А.², Арестова Т.А.³
(1 — НИИКАМ — филиал ФГУП ЦНИИмаш, 2 — СПбГУ
ИНЗ, 3 — ООО «Лаборатория дистанционного прогно-
зирования месторождений полезных ископаемых»)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ И ОСТРОВОВ ХАТАНГСКОГО ЗАЛИВА ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОН- НОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ

Использование вегетационных индексов NDVI, NDWI, а также шестого спектрального канала многозонального космического спутника Landsat в сочетании со структурно-тектоническим дешифрированием материалов дистанционного зондирования Земли позволило определить местоположение участков, перспективных для поиска залежей углеводородов в районе юго-восточного побережья Хатангского залива и островов Большой и Малый

Бегичев и Преображения. Впервые в этом районе выявлены надвиговые структуры с южным и западным падением плоскостей сместителей, веерообразная складчатость, а также отдешифрированы купольные структуры как потенциальные ловушки для углеводородов. **Ключевые слова:** дистанционное зондирование, спектральные аномалии, NDVI, NDWI, дешифрирование, углеводороды, надвиги, складчатость, купольные структуры, Хатангский залив.

Abushkevich S.A. (Branch of Central Research Institute of Machine Building. NIICAM), Volin K.A. (SPb State University, Institute of Earth Sciences), Arestova T.A. (Remote Sensing Forecasting Laboratory of Mineral and Oil Deposits)

PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE SOUTH-EAST COAST AND ISLANDS OF KHATANGA BAY ACCORDING TO REMOTE SENSING OF THE EARTH

Using the vegetation indexes of NDWI, NDVI and data of Landsat band 6, combined with structure-tectonic interpretation of Landsat images, has allowed establishing the location of

prospective areas for hydrocarbons. The interpretation results contain new structure-tectonic data of the Laptev Sea north coast within Khatanga Bay area. The thrust faults with the south and west dips of thrust fault planes, arched domes and fan-shaped folds as potential hydrocarbon structural traps were firstly determined by space images in this area. Keywords: remote sensing, satellite images interpretation, spectral anomalies, NDVI, NDWI, interpretive features, hydrocarbons, thrusts, fault zones, Khatanga Gulf.

Изучение акватории моря Лаптевых, в том числе Хатангского залива и прилегающих участков суши, ведется с 1930-х годов и особенно активно с начала 1980-х годов, когда в акватории был начат ряд сейсморазведочных, гравимагнитометрических и геохимических работ, в которых в разное время принимали участие МАГЭ ПГО «Севморгеология», Лаборатория региональной геодинамики (ЛАРГЭ), Немецкий Федеральный институт геологии и минеральных ресурсов (BGR), ГНЦ ФГУП «Южморгеология» (с 2007 г.) и другие [5, 6].

О-ва Б. и М. Бегичев и Преображения остались мало исследованными, хотя по опубликованным данным ФГУП ВНИГНИ и ФГУП СНИИГГиМС территория островов относится к перспективным на углеводороды (УВ) с предполагаемой плотностью суммарных ресурсов УВ от 1–5 тыс. т/км² (ФГУП ВНИГНИ) до 50–100 тыс. т/км² (ФГУП СНИИГГиМС). Недостаточная изученность п-ова Хара-Тумас, о-вов Б. и М. Бегичев и Преображения, разреженность крупномасштабных наземных геофизических исследований и глубокого бурения на фоне возможной нефтегазоперспективности [4, 5, 6] делает особенно актуальным анализ данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для определения местонахождения углеводородов на рассматриваемой территории.

Данная работа проделана для выявления структурно-тектонических и спектральных признаков космоструктурного дешифрирования космических снимков (КС) территории, потенциальной на залежи УВ, и получения на их основе выводов о локализации перспективных на УВ участков, на которых было бы целесообразно проводить наземные геофизические, геохимические исследования и поисковое бурение. Использован наименее затратный и быстрый способ выявления новых участков, перспективных на наличие УВ, основанный на принципе аналогии между совокупностью структурных и спектральных признаков УВ объектов на эталонном месторождении и объектов на изучаемой территории, выявленных в ходе дешифрирования и анализа данных съемочной системы Landsat ETM+ и космических снимков высокого разрешения. Данная методика неоднократно опробована авторами и хорошо зарекомендовала себя на территориях Калининградской области и Туниса [1, 2].

Территория изучения — юго-восточное побережье Хатангского залива с о-вами Б. и М. Бегичев и Преображения — находится в пределах Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) Хатанго-Виллюйской нефтегазоносной провинции (НГП). Хотя Хатанго-Виллюйская НГП в целом определяется как мало- и среднеперспективная, нефтегазовый потенциал Анабаро-Ха-

тангской НГО по последним данным [3, 4, 6] оценивается как достаточно высокий с возможностью открытия крупных месторождений нефти и газа. На сегодняшний день в юрско-пермских отложениях Анабаро-Хатангской НГО открыты газонефтяные и нефтяные месторождения: Чайдахское, Южно-Тигянское, Нордвик, Западное, Восточное, Ильинское, Кожевничевское с залежами небольших размеров и дебитами 0,5–13 т/сут [3, 4]. Одно из них, газонефтяное месторождение Нордвик, находящееся на п-ове Урюнг-Тумус между Соляной сопкой и северным побережьем бухты Нордвик было выбрано в качестве эталонного объекта для выявления по данным ДЗЗ космогеологических (структурно-тектонических и спектральных) признаков нефтегазоносности на исследуемой территории (рис. 1, 2).

Пробная эксплуатация месторождения Нордвик велась с ноября 1946 г. по август 1947 г. За время эксплуатации было добыто около 60 т нефти. До настоящего времени месторождение не поставлено на государственный баланс.

Приток нефти (с начальными дебитами до 1 м³/сут) и газа (с дебитом до 11,5 м³/сут) на месторождении наблюдался ранее в ряде скважин, отмеченных на региональной структурно-тектонической карте. Потенциал месторождения Нордвик на сегодняшний день до конца не раскрыт, в частности, практически не исследованы глубокие горизонты осадочного чехла, недостаточно изучена структурная позиция месторождения. Месторождение приурочено к южному крылу антиклинальной структуры, в ядре которой обнажается соляной диапир. Крылья структуры сложены мезозойскими отложениями.

В ходе космоструктурного дешифрирования КС, как непосредственно района месторождения Нордвик, так и сопряженных изучаемых территорий, использовались разновременные многоспектральные данные космической съемочной системы Landsat ETM+. На основе этих данных проведены:

- структурно-тектонический анализ (рис. 1В);
- тепловой анализ (шестой канал) КС (рис. 1А);
- анализ спектральных характеристик растительного покрова по расчетным индексам NDWI [10, 11] (рис. 1Б) и NDVI* (рис. 1Г);

* NDWI — нормализованный относительный индекс воды представляет собой спутниковый индекс, полученный от спутниковых каналов в ближней инфракрасной (NIR) области спектра и в коротковолновой инфракрасной (SWIR) области спектра. Отражение в коротковолновой инфракрасной (SWIR) области спектра фиксирует изменения как по содержанию воды в растительности, так и по губчатому строению мезофилла в растительном покрове, в то время как отражение в ближней инфракрасной (NIR) области спектра зависит от внутренней структуры листьев и содержания сухого вещества в листьях (но не содержания воды). Сочетание NIR с SWIR удаляет вариации, вызванные внутренней структурой листьев и содержанием сухого вещества в листьях, повышая точность в получении содержания воды в растительности. Количество воды, доступной во внутренней структуре листьев, в основном управляет коэффициентом спектрального отражения в интервале SWIR электромагнитного спектра. Следовательно, отражение в коротковолновой инфракрасной (SWIR) области спектра отрицательно связано с содержанием воды в листе. NDVI — нормализованный относительный индекс интенсивности фотосинтеза.

Полученные структурно-тектонические и спектральные характеристики месторождения Нордвик представлены на рис. 1.

На гравиметрической карте «эффективной плотности», представленной гравиметрической партией во главе с В.В Кошевым в презентации «Картирование нефтеперспективных структур (ВСЕГЕИ), соляной диапир фиксируется отрицательными аномалиями (темно-синего цвета), соответствующими гравиметрическому минимуму. По данным гравиметрии, как видно на приведенном разрезе (рис. 1Е), соляной диапир разорван и его верхняя часть сдвинута, деформирована и смещена на 600–1000 м к северу относительно центра

купола, вдоль пологой надвиговой зоны, погружающейся к югу. Эта зона, обозначенная синей линией непосредственно на гравиметрическом разрезе (рис. 1Е), совпадает с надвигом, выявленным нами в процессе структурного дешифрирования данных космической съемки Landsat ETM+ (рис. 1В). Нефтяное месторождение Нордвик располагается южнее гравиметрического минимума, соответствующего местоположению соляного диапира, в области небольшого локального максимума рядом с перешейком между двумя локальными минимумами, один из которых находится в центре Соляной сопки, второй — на юго-западе от нее.

В результате структурно-тектонического дешифрирования выявлено несколько надвиговых дислокаций с пологими падениями

плоскостей сместителя как в юго-восточном, так и северо-западном направлениях. Причем надвиговые структуры, перемещавшиеся с юго-востока, представляют собой аллохтонный комплекс, состоящий как минимум из трех надвиговых чешуш, пересекающих другие надвиги, имеющие падение

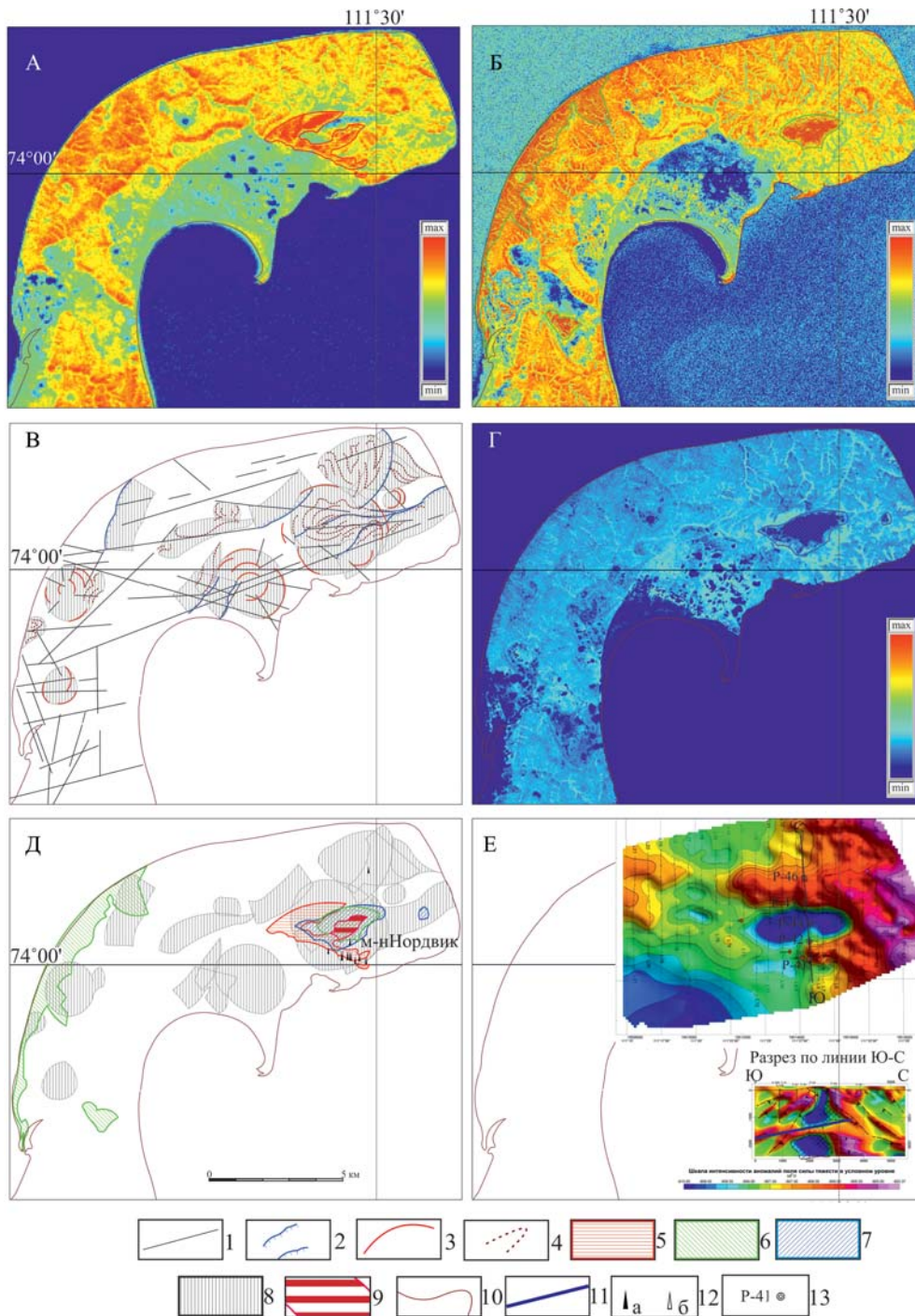


Рис. 1. Спектральные аномалии и структурно-тектонические элементы в районе нефтегазового месторождения Нордвик. Съемка 28.08.2001: А — тепловой (шестой) канал, Б — индекс NDWI, В — схема дешифрирования, Г — индекс NDVI; Д — результирующая схема структурных и спектральных признаков местоположения нефтегазоносных залежей; Е — материалы гравитационной разведки (по данным В.В. Кошевого с добавлениями авторов); разрывные нарушения (на В): 1 — крутопадающие, 2 — пологопадающие (надвиги), 3 — дуговые кольцевых структур; 4 — структурные линии; 5 — площадь аномальных значений теплового канала (на Д); 6 — площадь аномальных значений индекса NDWI (на Д); 7 — площадь аномальных значений индекса NDVI (на Д); 8 — перспективный участок (по комплексу структурных признаков, на В и Д); 9 — наиболее перспективный (на Д) участок на месте пересечения всех выделенных признаков нефтегазоносности; 10 — береговая линия; 11 — сместитель надвига на гравиметрическом разрезе (рис. 3Е) (Кошевой, 2012); 12 — проявления: а — нефти, б — газа; 13 — местоположение опорных скважин и их номера (на Е) (Кошевой, 2012)

смещителей в северо-западном направлении (рис. 1В). Не исключается также подвиг южного блока пород под северный. К надвиговым структурам приурочены серии структурных линий, вытянутых согласно с простирием фронта надвигов и, вероятно, отражающих слоистость и складчатые деформации осадочных пород. С надвиговыми дислокациями и надвиго-складчатыми структурами связан ряд известных месторождений УВ [4, 10], когда под воздействием направленного движения больших масс пород сформировались продуктивные структурные ловушки различных типов, приуроченные к фронтальным зонам складчато-надвиговых систем. Во фронтальных зонах складчато-надвиговых систем были созданы условия не только для возникновения разнообразных складчатых комплексов, сложенных разломами и структурами второго, третьего порядков, но и под влиянием тектонического

уплотнение и снижение пористости пород и возникновение условий для миграции УВ в области повышенной пористости и меньшего давления. Причем уплотненные породы надвига сыграли роль экрана, ограничивающего миграцию флюидов из зоны накопления. Именно в районе развития молодого аллохтона, на южном склоне Соляной сопки, находится преобладающее количество известных скважин с притоком нефти и газа (рис. 1Д). Самая крайняя продуктивная юго-восточная скважина находится в 0,9 км от ближайшего фронта надвига, следовательно, ширина буферной зоны в автохтоне принимается равной 0,9 км.

Кроме пологих надвиговых дислокаций в районе проявления нефти фиксируются крутопадающие разломы северо-восточного, субширотного и северо-западного простирием и незамкнутые дуговые разломы, представляющие собой разрозненные и смещенные части купольной кольцевой структуры, отражающей геоморфологические особенности территории и в определенной степени наследующей форму нижележащих геологических образований. Юго-западнее Соляной сопки, в районе скопления озер, выявлена четкая, почти замкнутая кольцевая структура (рис. 1В). Если обратиться к карте «эффективной плотности» (рис. 1Е),

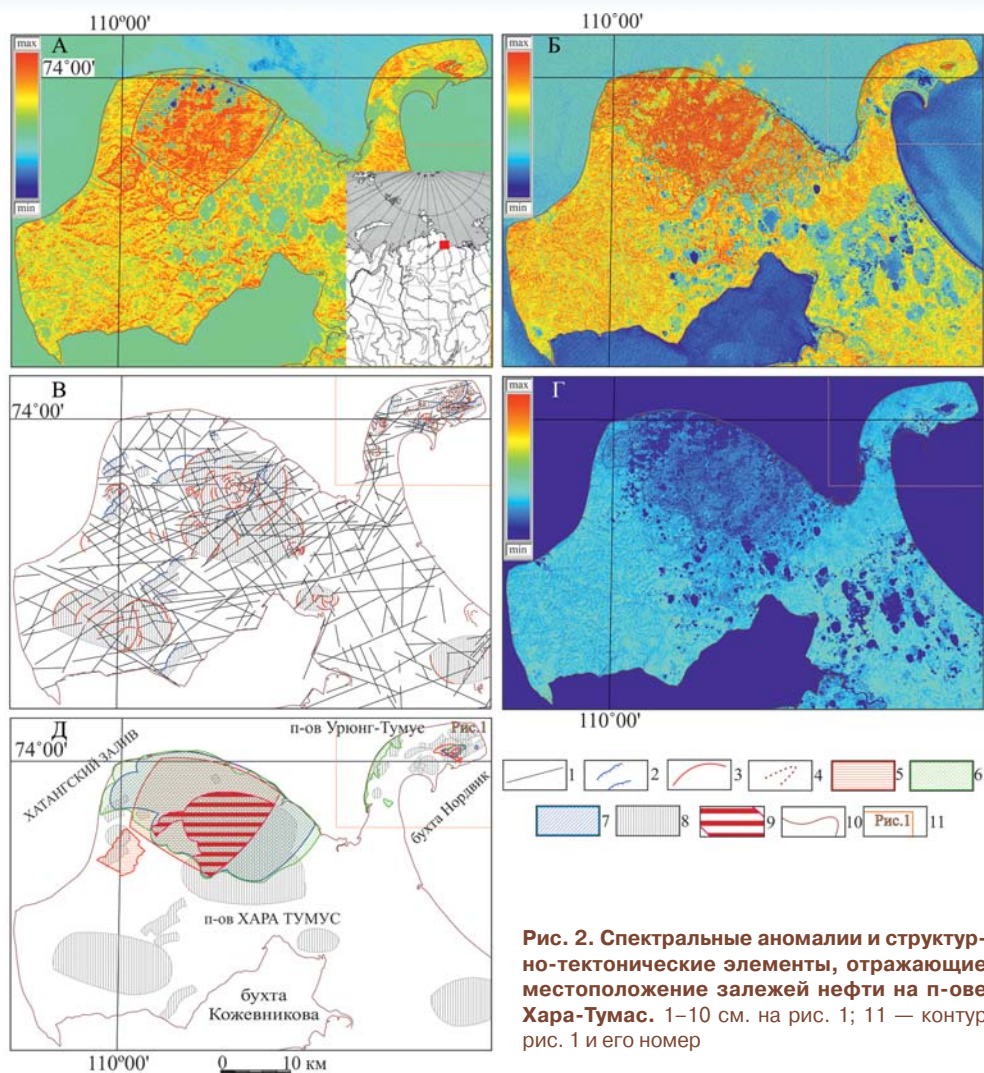


Рис. 2. Спектральные аномалии и структурно-тектонические элементы, отражающие местоположение залежей нефти на п-ове Хара-Тумас. 1–10 см. на рис. 1; 11 — контур рис. 1 и его номер

то можно проследить, как гравиметрические значения плотности понижаются в юго-западном направлении до минимальных. Возможно, кроме соляного диапира, находящегося в центре Соляной сопки, имеется еще один соляной купол к юго-западу от сопки, вероятно, соединяющийся с первым на незначительной глубине. Южная часть этой кольцевой структуры осложнена несколькими крутопадающими разломами преимущественно северо-западного направления, в подчиненном количестве — разломами северо-восточного направления, а также ограничена по простирием надвигами с падением на север-северо-запад (рис. 1В). Эта кольцевая структура представляет интерес как возможное продолжение месторождения Нордвик на запад-юго-запад (между двумя локальными гравиметрическими минимумами [5]) от известной на сегодняшний день нефтегазовой залежи (рис. 1Д, Е).

Помимо структурно-тектонического дешифрирования был проведен анализ теплового поля территории в районе Соляной сопки. Пространственная связь положительных температурных аномалий на поверхности Земли с залежами УВ неоднократно рассматривалась в ряде работ [2, 7, 8], затрагивающих проблемы дистанционного прогнозирования месторождений нефти и

газа. Повышение температуры земной поверхности над известными залежами УВ зафиксировано не только с помощью съемки в инфракрасном диапазоне, получаемой со спутников, но и наземными температурными датчиками, данные измерений которых показали, что температура поверхности над залежами УВ превышает средние значения фона в диапазоне от доли градуса до 4–6° [8]. Общепринято, что причины этого явления кроются в постоянном конвекционном выносе УВ из залежей по зонам трещиноватости к поверхности, где УВ вступают в химические реакции с грунтовыми водами, а также участвуют в цепочке взаимодействий с почвенными микроорганизмами, окисляющими УВ в процессе жизнедеятельности с выделением тепла [8]. Наличие тепловых аномалий в сочетании с другими признаками нефтегазоносности безусловно повышает достоверность прогнозирования месторождений УВ на начальной стадии работ.

Согласно результатам анализа теплового поля (рис. 1А), проведенного с использованием данных инфракрасной съемки со спутника Landsat ETM+ в диапазоне 10,4–12,5 мкм (шестой канал), в районе месторождения Нордвик тепловые аномалии, тяготеющие к соляному диапиру, выражены сильнее с его северной стороны и несколько слабее с южной и юго-восточной, а сам соляной диапир характеризуется слабым повышением теплового поля. Тепловые аномалии, коррелирующиеся с известной залежью УВ месторождения Нордвик, показывают умеренное по сравнению с фоновым повышение температуры над залежью (рис. 1А).

Субвертикальная миграция УВ, о которой говорилось выше, и накопление УВ и продуктов их распада в почвенном слое вызывают изменение окислительно-восстановительных процессов в почве, создают агрессивную среду, негативно влияющую на рост и развитие растений, а также ведут к дисбалансу питательных веществ в почве с последующим увеличением количества одних элементов (например, двухвалентного железа и бора) и уменьшением других в зеленой массе растений. Четкие спектральные аномалии в районе месторождения Нордвик, были выявлены при использовании расчетных индексов содержания воды в зеленой массе растений NDWI и интенсивности фотосинтеза NDVI, которые можно считать косвенными признаками наличия залежей УВ (рис. 1Б, Г).

Таким образом, на основе комплексного анализа КС многоспектральной съемочной системы спутника Landsat ETM+, а также с учетом гравиметрических и геологических данных района эталонного месторождения Нордвик выделены следующие *космогеологические признаки* нефтегазоносности для территории юго-восточного побережья Хатангского залива:

геотермальные аномалии в тепловом шестом канале; положительные аномалии индекса NDWI, косвенно указывающие на зоны разгрузки глубинных вод и флюидов;

отрицательные аномалии вегетационного индекса NDVI, связанные с участками угнетенной растительности над залежью УВ.

Космоструктурные признаки:

надвиговые структуры, создающие экран при накоплении залежи нефти;

места пересечения дуговых разломов кольцевых структур центрального типа с крутопадающими разломами, которые совместно создают проницаемую зону, облегчающую миграцию УВ;

купольные структуры, являющиеся потенциальными ловушками для нефти, в том числе осложненные соляными диапирами;

узлы пересечения крутопадающих разломов, создающие проницаемую для УВ вертикальную зону;

структурные линии (слоистость) и складчатые структуры, являющиеся дополнительными признаками структурных ловушек УВ.

Все выделенные структурные признаки (как ведущие к одному результату) для простоты графического представления объединены на всех участках под одним основным обозначением (рис. 1В, 1Д, 2В, 2Д, 3В, 3Д).

Месторождение Нордвик представляет площадь с сочетанием всех космогеологических признаков на обнаружение промышленных залежей УВ. На эталонной площади — месторождении Нордвик — большинство залежей УВ находится под аллохтоном юго-восточной надвиговой зоны, в 1,2 км от южной части площади, где наблюдается сочетание всех космогеологических признаков. Лишь одна скважина вскрыла нефть под аллохтоном северо-западной надвиговой структуры (рис. 1Д). Наиболее перспективными являются надвижки с южным и юго-восточным направлением падения плоскости сместителя. Поисковые работы следует проводить не только на самой выделенной перспективной площади, но и на ее периферии, на расстоянии 1,2 км от места пересечения всех выделенных признаков нефтегазоносности.

П-ов Хара-Тумус. На перспективном нефтегазоносном участке в северной части п-ова Хара-Тумус (рис. 2Д) обнаружены почти все признаки нефтегазоносности, выделенные на эталонной площади месторождения Нордвик. Так, на севере п-ова Хара-Тумус выявлена яркая тепловая аномалия, ограниченная на северо-востоке зонами крутопадающих разломов и серией надвиговых дислокаций (рис. 2А). С тепловой аномалией совпадает аномалия индекса NDWI (рис. 2Б), которая больше по площади, чем тепловая, и вытянута в северо-западном направлении. Зона наиболее угнетенной растительности, судя по вегетационному индексу NDVI (рис. 2Г), расположена в пределах аномалии NDWI. Корреляция участков негативных изменений растительного покрова NDVI с участками аномальной водонасыщенности растений NDWI обусловлена, возможно, повышенным содержанием УВ, просачивающихся из зон глубинной разгрузки флюидов в грунтовые воды, которые находятся близко к поверхности в этой части полуострова.

Помимо космоспектральных признаков на п-ове Хара-Тумус авторами выявлен ряд космоструктурных признаков нефтегазоносности. Это кольцевые структуры, две из которых являются купольными. Они нахо-

дятся в северо-восточной части полуострова, в пределах участка описанных выше спектральных аномалий (рис. 2В). Одна из кольцевых структур диаметром около 15 км расположена в центральной части перспективного участка, а вторая, диаметром около 6 км — на юго-западной периферии первой купольной кольцевой структуры. Данных о возможной связи выявленных купольных структур с соляным тектогенезом пока нет, однако подобная связь между локальными поднятиями и соляными диапирами весьма характерна для рассматриваемого региона [6]. Кроме обнаруженных купольных структур выявлены серия надвигов с юго-восточным падением плоскости сместителя, а также крутопадающие разрывные нарушения субширотного, северо-восточного, север-северо-восточного и северо-северо-восточного и северо-западного направлений с преобладающим северо-восточным направлением. Структурные линии дешифрируются слабо и имеют северо-восточное простирание (рис. 2В).

О-в Б. Бегичев. Значимые результаты получены для северо-восточной части о-ва Б. Бегичев (рис. 3). В результате анализа КС спутника Landsat ETM+ (съемка 28.08.2001) выявлены яркие высококонтрастные аномалии:

тепловая, в диапазоне 10,4–12,5 мкм, шестой канал (рис. 3А);

индекса NDWI (рис. 3Б);

индекса NDVI (рис. 3Г).

Корреляция по площади аномалий NDWI и NDVI наблюдается как в центральной части о-ва Б. Бегичев, так и в его восточной части. Эти аномалии приурочены к отдешифрированной авторами веерообразной синклинали, имеющей северо-западное простирание. Длина оси складки около 27 км, ширина 9 км. Осевая плоскость юго-западного падения. Складка дешифрируется по преобладающему в замках грубо- и округло-полосчатому фоторисунку, который резко отличается от фоторисунка остальных толщ на острове. Это позволяет предположить, что состав и возраст образований, слагающих веерообразную синклинали,

отличен от остальных меловых образований острова [6]. Данная веерообразная синклинали складка сформировалась в результате субширотного сжатия, относящегося к первому этапу складкообразования. К этому же этапу относится и главная надвиговая структура с юго-западным падением сместителя, протянувшегося дугой через весь остров с север-запада на юго-восток (рис. 3В). Протяженность фронта надвига около 52 км. В южной части надвиг перекрыт более поздним надвигом с юго-востока, образовавшимся во второй этап складчатости при субмеридиональном сдавливании. В центральной части и на юге острова выявлены две купольные кольцевые структуры диаметром около 15 и 20 км. Крутопадающие разломы пред-

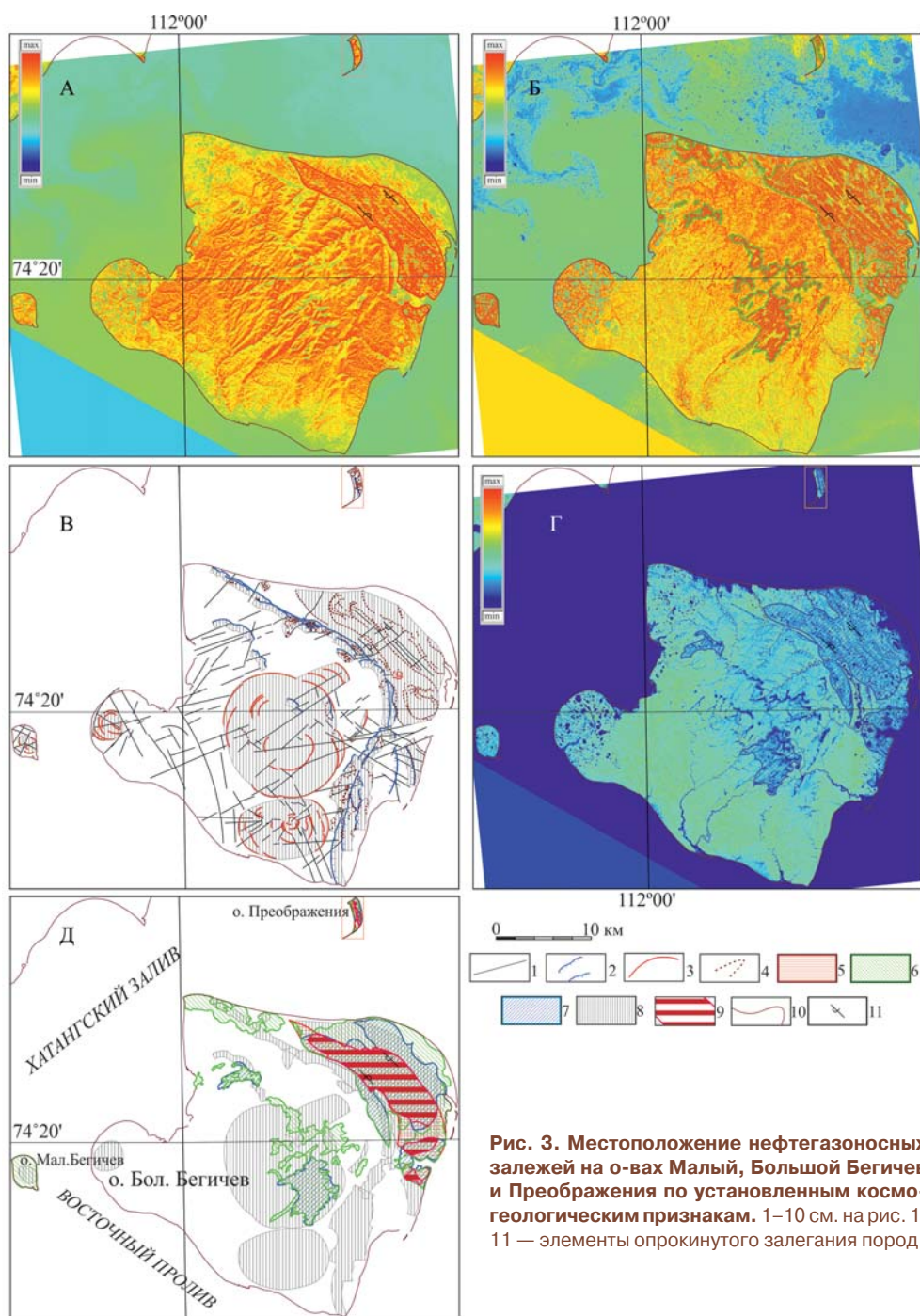


Рис. 3. Местоположение нефтегазоносных залежей на о-вах Малый, Большой Бегичев и Преображения по установленным космогеологическим признакам. 1–10 см. на рис. 1; 11 — элементы опрокинутого залегания пород

ставлены разломами северо-западного и северо-восточного простирания, а также радиальными разломами кольцевых структур (рис. 3В).

Наиболее перспективной на УВ в пределах о-ва Б. Бегичев представляется веерообразная синклиналь в его северо-восточной части. К ней приурочены все спектральные и частично структурные признаки наличия УВ (рис. 3Д). Нефтегазоперспективными могут быть и купольные структуры в центральной и южной частях острова, к большей из которых приурочены аномалии NDWI и NDVI и частично тепловые аномалии средней интенсивности (рис. 3Д).

О-в М. Бегичев. На острове из установленных ранее космогеологических признаков нефтегазоперспективности выявлены только несколько: повышенная аномалия NDWI и дуговой разлом неполной кольцевой структуры, что не позволяет говорить о его нефтегазоперспективности (рис. 3).

О-в Преображения, весьма перспективный на обнаружение УВ, находится в 15 км севернее о-ва Бегичев. На нем выявлены как спектральные признаки нефтегазоперспективности, так и структурные. На космических снимках высокого разрешения DigitalGlobe хорошо дешифрируется протяженный фронт надвига блока юрских пород на меловые отложения с западным падением плоскости сместителя. При этом в одном случае виден стратиграфический контакт меловых и юрских отложений, в другом — нижележащие юрские образования надвинуты по сместителю западного падения на меловые отложения. Возраст пород соответствует геологической карте В.Ф. Проскурина и А.В. Гавриш масштаба 1:1000 000. Меловые отложения имеют тонко-полосчатый фоторисунок, отражающий слоистость меловых осадочных пород. Юрские образования имеют мелко-клетчатый (панцирный) фоторисунок, резко отличающийся от фоторисунка меловых отложений. По всей видимости, меловые отложения были перекрыты более древними образованиями на всем острове. Это следует из того, что на водоразделе, в северной части острова, дешифрируется останец аллохтона юрских образований с характерным для них фоторисунком (панцирным). Структурные линии отображают тонкополосчатую слоистость меловых отложений, залегающих практически горизонтально в северной части острова. Вблизи фронта надвига структурные линии подчеркивают складчатость, согласную с фронтом надвига.

Практически на всем острове выделяется тепловая аномалия (рис. 3А). По фронту надвига фиксируются аномальные значения индексов NDWI (рис. 3Б) и NDVI (рис. 3В). Отдешифрированы две кольцевые структуры: неполная в северной части и сжатая в центральной части острова, диаметром около 1 км. Преобладают крутопадающие разрывные нарушения субширотного простирания. Реже встречаются субмеридиональные, северо-западные и северо-восточные разломы. Выделяются три перспективных участка, расположенные меридионально один за другим вдоль острова (рис. 3Д).

Следует отметить, что на исследуемой территории тепловые аномалии расположены над залежами УВ, тогда как аномалии вегетационных индексов NDWI и NDVI — вблизи перекрытых залежей УВ, в местах разгрузки подземных вод (контактирующих с восходящими потоками подземных вод, связанных с залежами УВ) и контролируются надвигами в основном с западным направлением падения плоскости сместителя. Тепловые аномалии и аномалии вегетационных индексов NDWI и NDVI являются косвенными признаками наличия УВ, и их необходимо использовать при поисках нефтегазовых месторождений только в сочетании с остальными (в частности структурными) признаками, полученными при изучении эталонных объектов.

По результатам проведенного комплексного анализа геолого-геофизических и спутниковых данных и выявленных космогеологических признаков УВ для данной территории можно сделать следующие выводы о перспективности обнаружения залежей УВ на островах и юго-восточном побережье Хатангского залива.

Перспективной на УВ является северная часть п-ова Хара-Тумус в пределах перспективного участка неправильной формы (рис. 2Д) площадью около 90 км², где выявлены все признаки нефтегазоперспективности.

На о-ве Б. Бегичев перспективными на УВ являются три участка (рис. 3Д) площадью 110, 10 и 5 км². Вероятно, они представляют собой единую потенциально нефтегазонасыщенную структуру, приуроченную к одной веерообразной синклинали.

На о-ве Преображения в пределах единой субмеридиональной структуры выявлено три перспективных участка (рис. 3Д) площадью 0,6, 0,3 и 0,2 км².

ЛИТЕРАТУРА

1. Антипов, В.С. Нефтеперспективность центральной части Калининградской области по данным анализа многоспектральных космических снимков / В.С. Антипов, Е.А. Журавлев, Г.В. Гальперов, К.А. Волин // Геология нефти и газа. — 2011. — № 4. — С. 26–36.
2. Антипов, В.С. Выявление космогеологических признаков рудоперспективности с использованием интерактивных компьютерных технологий в среде геоинформационных систем (на примере изучения эталонных золоторудных объектов Енисейского края) / В.С. Антипов, Е.А. Журавлев, К.А. Волин, С.А. Абушкевич // Руды и металлы. — 2012. — № 3. — С. 47–50.
3. Арчegov, В.Б. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур / В.Б. Арчegov, В.А. Степанов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2009. — № 4.
4. Дмитриевский, А.Н. Угледородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Н.А. Шабалин / 2-я конф. и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике / Тез. докладов. — М., 2013. — С. 6–7.
5. Полякова, И.Д. Прогноз нефтегазоносности Лаптевского шельфа / И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 1. — С. 1–18.
6. Пронкин, А.П. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива / А.П. Пронкин, В.И. Савченко, Б.В. Шумский // Oil&Gas Journal Offshore [Russia]. Изд. дом «Недра». — 2013. — № 9. — С. 18–22.
7. Трофимов, Д.М. Современные методы и алгоритмы обработки космической, геолого-геофизической и геохимической информации / Д.М. Трофимов, В.Н. Евдокименков, М.К. Шуваева. — М., Физматлит, 2012. — С. 62–71, 266–316.
8. Трофимов, Д.М. Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа / Д.М. Трофимов, М.Д. Каргер, М.К. Шуваева. — М.: Инфра-Инженерия, 2015. — С. 80.
9. Харахинов, В.В. Нефтегазоносные бассейны берингоморского региона (итоги нефтегазопроисковых работ 2000–2009 гг.) / В.В. Ха-