

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ В АКВАТОРИЯХ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Анализируются результаты оценки перспектив нефтегазоносности отдельных месторождений и структур Баренцева моря, полученные частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ).

Ключевые слова: Баренцево море, нефть, газ, месторождение, спутниковые данные, технология, прямые поиски, обработка, интерпретация.

Введение

В последнее время существенно повысился интерес к поискам скоплений углеводородов (УВ) в Баренцевом море. Это обусловлено открытием трех месторождений в норвежском секторе – Skrugard, Navis и Norvarg. Подтверждением этого интереса можно считать также подписанные в 2012 г. НК „Роснефть” соглашения о стратегическом партнерстве с известными нефтяными компаниями ExxonMobil, Statoil и Eni с целью освоения ресурсов Баренцева, Карского и Черного морей.

Однако, материальные, финансовые и временные затраты на поисково-разведочные работы, бурение и добычу УВ на шельфе существенно возрастают по сравнению с аналогичными работами на суше. Еще более крупные ресурсы необходимы на освоение арктических и антарктических районов.

В связи с этим для повышения эффективности морских нефтегазопоскоковых исследований дополнительно к сейсмическим привлекаются современные электромагнитные методы. Наиболее активно используется электромагнитная технология Seabed Logging (controlled-source electromagnetic (CSEM)) компании EMGS [Gabielsen et al., 2013; Feather, 2007].

В [Gabielsen et al., 2013] приводятся результаты применения 3D-модификации CSEM-технологии совместно с материалами 2D-сейсмике в Баренцевом море, в районе расположения месторождений Skrugard и Navis (рис. 1). В статье показано, что совместное использование 3D CSEM и 2D сейсмических данных улучшает выявление перспективных объектов. Описывается граф обработки данных CSEM, позволяющий определять новый атрибут электромагнитных данных – аномальное вертикальное сопротивление.

Работоспособность графа обработки данных CSEM демонстрируется на данных измерений в районе месторождений Skrugard и Navis (рис. 1). Оба месторождения проявились на картах CSEM. Выявлен также новый перспективный объект Lead1 недалеко от пробуренной сухой скважины 7219/9-1 (рис. 1). Выполнена также оценка ресурсов УВ как для месторождений Skrugard и Navis, так и для вновь выявленного объекта Lead1 [Gabielsen et al., 2013].

В 2010 г. авторы начали апробацию мобильной технологии частотно-резонансной обработки дан-

ных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) с целью „прямых” поисков горючих и рудных полезных ископаемых [Левашов и др., 2010; 2011; 2013]. Этот метод позволяет обнаруживать и картировать аномальные зоны типа „залежь нефти”, „залежь газа”, „залежь газогидратов”, и т.д. Дополнительно, в его рамках реализована методика предварительной оценки пластовых давлений в нефтегазовых коллекторах [Левашов и др., 2011]. В [Левашов и др., 2013] анализируются результаты применения этой технологии для оценки перспектив нефтегазоносности ряда структур в Баренцевом море. Статья [Gabielsen et al., 2013] – один из поводов дополнительной апробации технологии.

Обработка данных ДЗЗ в районе месторождений Skrugard и Navis

Снимок участка обследования подготовлен для обработки в масштабе 1:250000 (рис. 2). В его пределы попали сами месторождения, три продуктивные скважины в их контурах, сухая скважина 7219/9-1, а также новый перспективный объект Lead1 (рис. 2).

В результате проведенной обработки в пределах обследованного участка обнаружено семь аномалий типа „нефтегазовая залежь”. Две аномальных зоны зафиксировано в пределах месторождений Skrugard и Navis. При этом продуктивные скважины попадают здесь в контуры максимальных значений пластового давления, равные 25 МПа. Третья аномалия закартирована в районе перспективного объекта Lead1. Расположенная здесь сухая скважина попадает в контуры изолинии 0 МПа. В пределах этой аномальной зоны имеется узкая область с относительно высокими значениями пластового давления (20 МПа), что позволяет считать ее перспективной на получение промышленных притоков УВ. В южной части участка обнаружена еще одна аномальная зона, в пределах которой также имеется участок повышенных значений давления (20 МПа).

Две аномальные зоны зафиксированы в северной части участка обследования с максимальными значениями давления 15 МПа. Седьмая аномальная зона с максимальным значением давления 5 МПа выявлена в правом нижнем углу участка работ.

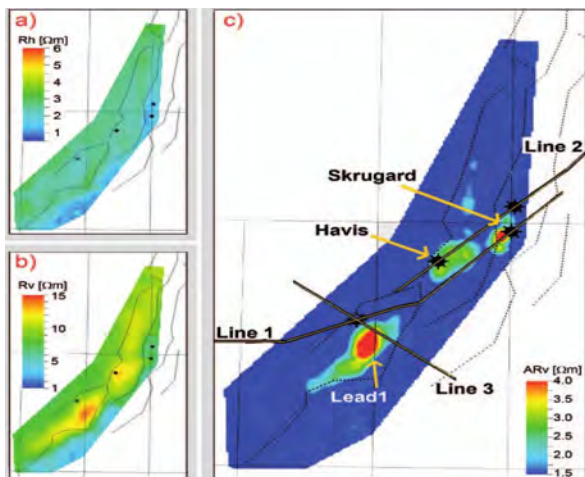


Рис. 1. Усредненные карты аномалий CSEM, построенные по результатам решения обратной 3D задачи без ограничений: (а) горизонтальное сопротивление, R_h ; (б) вертикальное сопротивление, R_v ; (с) аномальное вертикальное сопротивление, AR_v [Gabrielsen et al., 2013].

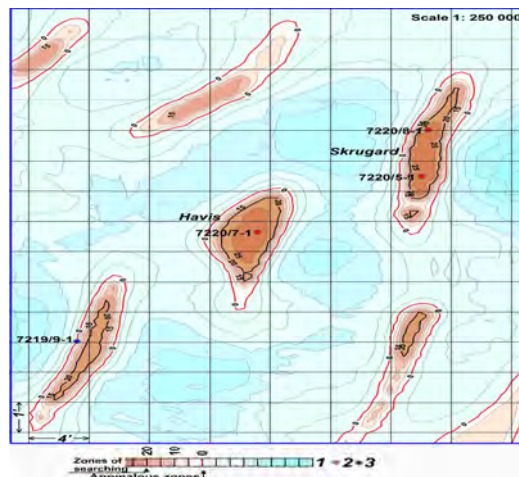


Рис. 2. Карта аномальных зон типа „нефтегазовая залежь” в районе расположения месторождений Skrugard и Havis на шельфе Норвегии в Баренцевом море (по результатам частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ)

1 – шкала максимальных значений пластового давления в коллекторах, МПа; 2 – продуктивные скважины; 3 – сухая скважина

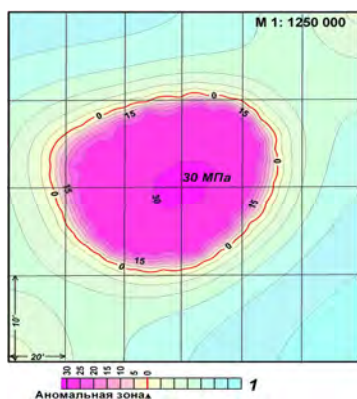


Рис. 3. Карта аномальной зоны типа „газоконденсатная залежь” на площади Штокмановского ГКМ
1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа.
Площадь аномалии: по изолинии 0–1240 км²; по изолинии 25–799 км²; площадь структуры на обзорной карте – 903 км².

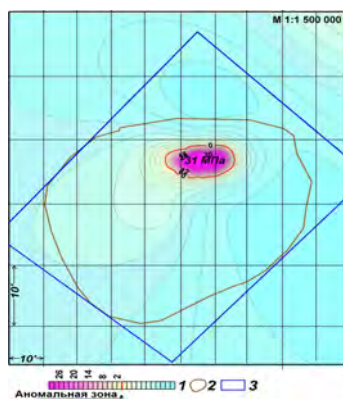


Рис. 4. Карта аномалий типа „газоконденсатная залежь” на Пахтусовском участке
1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – контуры структуры; 3 – контур участка.
Площадь аномалии: по изолинии 0–130 км²; 20–60 км².

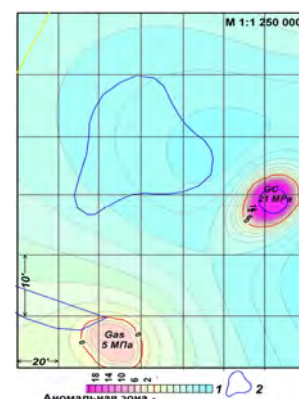


Рис. 5. Карта аномалий типа „газоконденсатная залежь” в районе структур Центральная, Южная (справа) и Кольская (внизу) на Федыньском участке
1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – контуры структур.

Другие участки изучения в Баренцевом море

В Арктическом регионе обработаны данные ДЗЗ в пределах Пахтусовской структуры, а также Центральной, Южной и Кольской структур (свод Федыньского). Дополнительно, выполнена обработка данных ДЗЗ района Штокманского газоконденсатного месторождения (рис. 3) с целью подбора оптимальных параметров дешифрирования. Площади обработки: район Штокманского месторождения – 10000 км²; Пахтусовская структура – 13000 км²; Федыньский участок – 10000 км².

Координаты участков и структур взяты из обзорной карты Баренцева моря. Фрагменты результатов обработки (рис. 3-5) по площади существенно меньше подготовленных данных ДЗЗ.

Масштаб обработки данных ДЗЗ Штокманского месторождения – 1:1250000. На участке закартирована крупная аномалия типа „газоконденсатная залежь” (рис. 3), которая полностью покрывает контур месторождения. В ее пределах максимальное значение пластового давления – 30 МПа.

Масштаб обработки данных ДЗЗ Пахтусовской структуры – 1:1500000. Здесь обнаружена только одна аномальная зона типа „газоконденсатная залежь” небольших размеров (по отношению к площади структуры) (рис. 4). Максимальное значение пластового давления – 31 МПа.

Масштаб обработки данных ДЗЗ на Федыньском участке – 1:1250000. В пределах структуры Центральная аномалий типа „залежь УВ” не обнаружено (рис. 5). В пределах структуры Южная закартирована аномалия типа „газоконденсатная залежь”, площадь которой больше площади контура структуры на обзорной карте. У юго-восточной оконечности Кольской структуры закартирована аномалия типа „газоконденсатная залежь” (рис. 5). Однако, максимальное значение пластового давления в пределах этой аномальной зоны – всего 5 МПа. Площади аномалий на Южной структуре по изолинии 0-189 км²; по изолинии 20-80 км²; в районе Кольской – 0-210 км².

Выводы

1. Выполненные исследования демонстрируют работоспособность частотно-резонансной технологии обработки данных ДЗЗ в арктическом регионе, а также свидетельствуют о целесообразности ее применения при проведении поисковых работ на нефть и газ.

2. Для района месторождений Skrugard и Havis получена новая и, главное, независимая информация о перспективах его нефтегазоносности. В отличие от сейсмических и геоэлектрических данных ее можно классифицировать как „прямой признак нефтегазоносности”. Эта информация может быть использована для локализации участков проведения детальных работ, а также для выбора оптимальных мест заложения скважин.

3. Учитывая, что временные и материальные затраты на обработку данных ДЗЗ несопоставимы с затратами на проведение сейсмических и геоэлектрических исследований, то более широкое

использование этой технологии в комплексе с традиционными геофизическими методами может способствовать существенному ускорению и оптимизации в целом геологоразведочного процесса на нефть и газ в арктическом регионе.

4. Крупная аномалия над Штокмановским месторождением позволяет констатировать, что гигантские и уникальные месторождения УВ в арктическом регионе (в случае их наличия) могут быть обнаружены мобильным методом.

5. В пределах трех площадей (рис. 3-5) не обнаружены аномальные зоны типа „залежь нефти”.

Литература

- Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков // Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22-43.
- Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения // Геоинформатика. – 2011. – № 2. – С. 19-35.
- Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности отдельных структур Баренцева моря частотно-резонансным методом обработки данных дистанционного зондирования Земли // Геоинформатика. – 2013. – № 1. – С. 0-00.
- Gabrielsen P.T., Abrahamson P., Panzner M., Fanavoll S. and Ellingsrud S. [2013] Exploring frontier areas using 2D seismic and 3D CSEM data, as exemplified by multi-client data over the Skrugard and Havis discoveries in the Barents Sea. First Break, – V. 31, #1, – P. 63-71.
- Feather K. The rapid adoption of seabed logging / Ken Feather // Scandinavian Oil and Gas Magazine. – 2007. #5/6. – P. 37-38.

ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ В АКВАТОРІЯХ БАРЕНЦОВОГО МОРЯ

С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагін, Д.М. Божежа

Аналізуються результати оцінки перспектив нафтогазоносності окремих структур та родовищ Баренцове море, які були отримані частотно-резонансним методом обробки та інтерпретації даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ).

Ключові слова: Баренцове море, нафта, газ, родовище, технологія, прямі пошуки, обробка.

ESTIMATION OF HYDROCARBON POTENTIAL OF THE PERSPECTIVE STRUCTURES IN BARENTS SEA

S. Levashov, N. Yakymchuk, I. Korchagin, D. Bozhezha

The results of estimation of hydrocarbon (HC) potential of some structures and oil- and gas-fields in the Barents Sea are discussed. They were obtained using the mobile technology of frequency-resonance processing and interpretation of remote sensing (RS) data.

Key words: Barents Sea, oil, gas, deposit, technology, direct prospecting, processing.

¹Інститут прикладних проблем екології, геофізики і геохімії, г. Київ

²Інститут геофізики НАН України, г. Київ, Україна