

использовать такой удобный инструмент как мультиклиентскую съемку при геофизических работах. Такой подход позволял бы сервисным компаниям за свои средства и на свой риск проводить работы, а затем многократно продавать полученные данные всем заинтересованным компаниям.

Литература

1. CGG: Equipment [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cgg.com/>
2. Seismic Acquisition | Schlumberger [Электронный ресурс]. URL: http://www.slb.com/services/seismic/seismic_acquisition.aspx
3. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе // Offshore Russia. — 2015. — № 2. — С. 26–33.
4. Еремин Н. А., Кондратюк А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. — 2010. — № 1. — С. 1-11.

ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ И ШЕЛЬФОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ АРКТИКИ ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

С.С. Степанова, М.С. Кириллина, Е.С. Плотникова, М.Н. Сибгатуллин

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Изучение акваторий и континентальной части Арктики уходит к началу XX века, когда под руководством академика В.И. Вернадского в 1915 году была создана Комиссия по изучению природных ресурсов. В 20-е годы здесь были открыты и частично осваивались месторождения угля, алмазов, цветных и благородных металлов. Арктические окраины России представляют собой часть огромного осадочного супербассейна, где уже открыты гигантские по запасам углеводородов месторождения, такие как Русановское и Ленинградской в Карском море, Штокмановское – в Баренцовом. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» приоритетным является реализация инновационных капиталоемких энергетических проектов, связанных, в том числе и с территорией Арктики. При проектировании комплекса поисково-разведочных работ предлагается включать геотермию [2], как относительно недорогой, но наукоемкий метод косвенной оценки перспектив нефтегазоносности.

На акватории Баренцева моря геотермические исследования проводились в 90-х годах прошлого столетия сотрудниками Геологического института КНЦ РАН с целью оценки нефтегазоносности структур. Исследования проводились высокоточным измерением температур донных осадков с последующим расчетом геотермического градиента и теплового потока. В результате исследования установлена связь между повышенными значениями теплового потока и локальными залежами углеводородов. Позже, работы по изучению Арктического шельфа, континентального склона и смежных акваторий Северной Атлантики западнее архипелага Шпицберген проводились в 2007-2008 годах в рамках научной программы РАН «Геологическая история и литосфера полярных районов» группа ученых из Геологического института РАН [2]. Измерение теплового потока проводилось зондом «Геос-М» (рис. 1) с борта судна «Академик Николай Страхов».



Рис. 1. Научное судно «Академик Николай Страхов» и спуск зонда «Геос-М»

В результате выполненных исследований построены карты геотемпературного поля на глубине 4 км (рис. 2). Показано положение скважин, пробуренных на этой территории. Было установлено, что практически все скважины, в которых получены притоки углеводородов, располагаются в пределах температур, соответствующих главной зоне нефтеобразования и нижней зоне газообразования (110-180 °С).

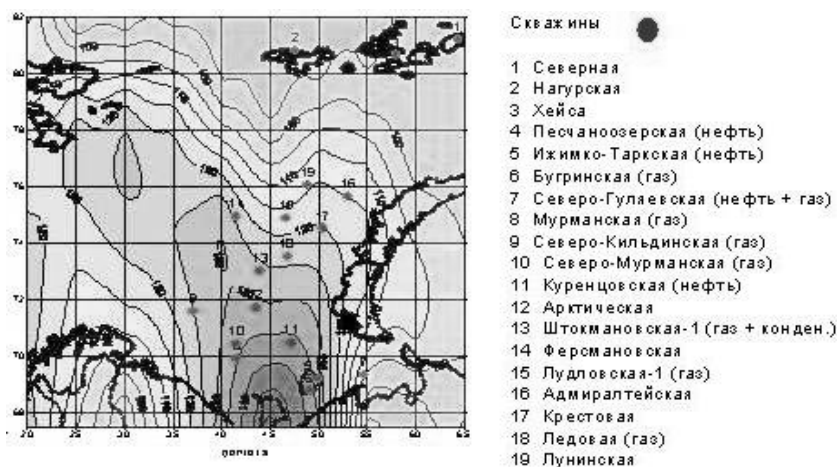


Рис. 2. Модель распространения тепла в пределах Баренцева моря с положением глубоких скважин

Решение задач прогнозирования перспектив нефтегазоносности для глубокозалегающих горизонтов выполняется так же и с применением палеотемпературного бассейнового моделирования. Одним из основных факторов, определяющих термический режим материнских отложений и интенсивность нефтегенерации, является плотность глубинного теплового потока. Определение теплового потока из основания выполняется решением обратной задачи геотермии. При этом используются температуры, измеренные в глубоких скважинах и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита. Решением прямой задачи геотермии восстанавливается термическая история нефтематеринских отложений и по геотемпературному критерию выделяются очаги

интенсивной генерации на все времена существования условий главной зоны нефтеобразования. С учетом времени существования и площади распространения очагов интенсивной генерации нефти рассчитывается коэффициент относительной плотности ресурсов баженовских или тогурских нефтей. Это позволяет ранжировать территория исследования по степени перспективности. Такие исследования выполнены для Южно-Ямального геоблока в пределах континентальных арктических широт Исаевым В.И. и Поповым С.А. с применением программного пакета ТеплоDialog [1].

Таким образом, геотермия является разведочным геофизическим методом, а включение геотермических работ в комплекс поиско-разведочных исследований является обоснованным при разведке нефтяных месторождений.

Литература

1. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
2. Хуторской М.Д. Геотермия арктических морей / Хуторской М.Д., Ахметзянов В.Р., Ермаков А.В. и др.; Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

ПОЗДНЕЗОЦЕНОВАЯ РЕГРЕССИЯ КАК ФАКТОР ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

В.В. Стоцкий, А.А. Искоркина

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Постановка задачи. Юрский комплекс Ямальной нефтегазоносной области (НГО), включая баженовскую сланцевую формацию, – один из главных объектов потенциального прироста запасов УВ Западно-Сибирской НГП [2].

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре (табл. 1). Осадконакопление происходит без видимых перерывов. Во времена бореальных трансгрессий формируется глинистая толща китербютская (J_1kt), обладающая нефтематеринским потенциалом. К концу волжского века трансгрессия моря расширяется, идет накопление баженовской свиты (J_3+K_2bg), обогащенной органическим веществом.

Начиная с апт-сеномана, морской режим господствует до начала эоцена. Раскрытие котловины Арктического бассейна приводит к смене знака вертикальных тектонических движений и наступает позднеэоценовая регрессия. Анализ мощностей палеоген-неогена [3] показывает, что отложения люлинвора (ирбита) в кровле подверглись денудации. При этом размытый слой мог составить порядка 700 м.

По нашим расчетам, приводимым ниже, накопление шло до середины миоцена на протяжении 31,9 млн. лет (нюрольская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская, абросимовская свиты) в объеме 535 м, и за 4 млн. лет в раннебищеульское время эти отложения были размыты.