

- «Премииум Ижиниринг», 2007. – 316 с.
4. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды. Учебное пособие. – М.:РУДН, 2007. 273 с.
  5. Байкенжина А.Ж. К теории образования выбросоопасных зон угольных пластов // Труды КарГТУ. – 2010. – № 3 (40) – С. 109–110.

#### **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ**

**Д.А. Бычкова**

Научный руководитель доцент И.В. Быстрова  
*Астраханский государственный университет,  
г. Астрахань, Россия*

Перспективность Баренцевоморского шельфа на жидкие углеводороды доказана открытием нескольких крупных месторождений и залежей, среди которых уникальные по запасам являются Штокмановское и Лудловское месторождения. Зона накопления преимущественно нефтяных углеводородов приурочена к Северо-Баренцевой зоне поднятий. А газогенерации углеводородов – к бортовым частям очагов газогенерации. Изучение акватории Баренцева моря началось с 60-х годов прошлого века. Первыми были исследованы участки шельфа вблизи уже открытых месторождений, при этом склоны глубоководных впадин и окраины шельфа оставались малоизученными [1].

С 70-х годов и по настоящее время активизировались геолого-геофизические исследования региона. Гравиразведка и магниторазведка проводилась экспедициями ЦНИИГАиК, МАГЭ ПГО «Севморгеология», ВНИИОкеанология и охватила значительную территорию шельфа. Приведены площадные набортные и авиадесантные в комплексе с гидромагнитными исследования на отдельных региональных профилях. Была выполнена надводная гравиметрическая съемка Баренцева моря масштаба 1:1000000, проведено обобщение материалов магнитных и гравиметрических съемок. Это позволило Морской арктической геологоразведочной экспедиции (МАГЭ) провести комплексные исследования, включавшие гравиразведку и магниторазведку в северной и юго-восточной частях Баренцева моря. С 1977 года МАГЭ были выполнены региональные комплексные геолого-геофизические работы и сейсморазведка среднего и крупного масштаба (трестом «Севморнефтегеофизика»). На базе полученных результатов были построены структурные карты, что позволило выявить ряд локальных поднятий перспективных в нефтегазоносном отношении.

В последующие годы (1985-1991 гг.) сейсморазведочные работы на Баренцевоморском шельфе были приурочены к центральным и южным областям.

Значительная часть средств использовалась для широкоугольного глубинного сейсмического профилирования. В начале 2000-х годов в Баренцевом море начала внедряться и в дальнейшем реализовываться программа по созданию государственной сети опорных геолого-геофизических профилей. Проведенные исследования глубинного сейсмического зондирования позволили создавать модели глубинного геологического строения шельфа и активизировать проведение дополнительные сейсмические работы в наименее изученной северной части Баренцева моря. В 1981 году было начато поисково-разведочное бурение на шельфе Баренцева моря ПО «Арктикморнефтегазразведка» [3].

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОНАХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

---

В 1982 году первая скважина 21-Мурманская на глубине 1609 м вскрыла на забое среднеюрские отложения. В 1983 году на глубине 2914 м была пробурена скважина Мурманская-22. При ее испытании были получены промышленные притоки газа из продуктивного нижнетриасового горизонта из интервала 2542-2562 м (дебит 144 тыс. м<sup>3</sup>/сут). В следующем году в скважине 23 (глубина 3545 м) был получен приток газа из интервала 2717-2785 м (дебит 746 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

На Штокмановско-Лунином пороге (прогиба Восточно-Баренцевского мегапрогиба) в 1988-1991 гг. четыре структуры были введены в поисковое бурение. На трех из них были открыты месторождения. А первая бурящаяся (Лунинская) поисковая скважина была законсервирована на глубине 1405 м из-за отсутствия финансовых средств. В это же время начато бурение новых 12 скважин, закончено – 11 скважин, из них на восьми получены промышленные притоки газа, а две скважины, перспективы которых подтверждены по керну и каротажу, находятся в состоянии ожидания.

На Российском шельфе Баренцева моря пробурено значительное количество скважин, где отмечены многочисленные газо- и нефтепроявления: Адмиралтейская-1, Ахматовская-1, Ферсмановская-1, Лудловская-1,2,3, Штокмановская-1,2,3,4,5,6,7 и открыты крупные месторождения: Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Мурманское, Северо-Кильдинское.

Мурманское газовое месторождение открыто в 1983 г. Оно расположено в южной части Баренцева моря, в независимой зоне и имеет определенное стратегическое значение, так как находится относительно близко от Мурманска, в незамерзающей части Баренцева моря [4].

В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение расположено в юго-западной бортовой части Южно-Баренцевской синеклизы. На месторождении пробурено 9 скважин. Максимальная глубина одной из них (скв. 24) 4373 м. Промышленная газоносность связана с отложениями среднего и нижнего триаса. Выделены 4 продуктивных горизонта. Средняя глубина залегания продуктивных пластов составляет 2500–2750 м. Пласты характеризуются невыдержанностью толщин, вплоть до выклинивания. Продуктивные горизонты испытывались в шести скважинах. При испытании в 14 объектах опробования получены промышленные притоки газа. Максимальный дебит – 4 740 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 22 мм, минимальный – 30 м<sup>3</sup>/сут. Газ сухой, метановый, низкоазотный, бессернистый, низкоуглекислый, с высокой теплотворной способностью [2].

Однако, несмотря на активизацию геологоразведочных работ, обширные территории шельфа Баренцева моря все еще остаются слабоизученными и остро нуждаются в дополнительном изучении.

### Литература

1. Новиков Ю.Н., Гажула С.В. Новиков Ю.Н., Гажула С.В. Особенности оценки месторождений углеводородного сырья арктического шельфа России и их переоценки в соответствии с новой классификацией запасов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №1. – С. 1-19
2. Ткаченко М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрского комплекса центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба: Дис. на соискание канд. геол.-мин. наук. М., 2014. - 159 с.

3. Холодиллов В.А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей // Дис. на соискание канд. геол.-мин. наук. - Москва, ООО «Газфлот», 2006 г., 217 с.
4. Vjoroy M., Hall P.B., Ferriday I.L., Mork A. Triassic source rocks of the Barents Sea and Svalbard. Search and Discovery article 10219, 2010

**ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**А.А. Искоркина<sup>1</sup>, А.К. Исагалиева<sup>2</sup>**

Научный руководитель профессор В.И. Исаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Казахский национальный исследовательский технический университет,  
г. Алматы, Казахстан*

**Введение**

В нашей работе [1] исследовалось влияние *векового хода температур на поверхности Земли*, а также *неоплейстоценовой мерзлоты* на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала материнских баженовских отложений *южной палеоклиматической зоны Западной Сибири*.

*Цель настоящих исследований* – оценить влияние мезозойско-кайнозойского хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовой толщ мерзлоты на расчетный геотермический режим баженовских отложений *северной палеоклиматической зоны Западной Сибири* (на примере Арктического нефтегазового месторождения Южного Ямала).

**Объект и методика исследований**

Моделирование [2] палеогеотемпературных условий баженовских отложений выполнено для скважины 11 (рисунок).

Генерационный потенциал баженовских отложений в разрезе Ямала обусловлен содержанием РОВ гумусово-сапропелевого типа с достаточно высоким содержанием Сорг – от 1 до 2 % (ИНГГ СО РАН, 2016). По отражательной способности витринита (ОСВ) –  $R_{\nu}^0 = 0,96\%$  – в пределах Арктической площади баженовская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования.

Оценка выполняется на основе анализа варибельности результатов палеотемпературных реконструкций 4-х вариантов: *1 вариант* – без учета векового хода температур (ВХТ) на поверхности земли, без учета вечной мерзлоты (ВМ); *2 вариант* – с учетом «стандартного» ВХП [3], без учета ВМ; *3 вариант* – с учетом «арктического» ВХТ, без учета ВМ; *4 вариант* – учет «арктического» ВХТ, учет ВМ. «Арктический» ВХТ и вековой ход неоплейстоценовой ВМ построены нами на основе анализа и обобщения данных 50 научных публикаций [4].

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов из четырех вариантов выступает согласованность максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна согласованность («невязка») расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. *Оптимальная «невязка»* – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности «наблюдений» [5]. Эта погрешность порядка  $\pm 2^\circ\text{C}$ .