

- «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 дополнительных сейсмических работ 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. м³/сут). В следующем году в скважине 23 (глубина 3545 м) был получен приток газа из интервала 2717-2785 м (дебит 746 тыс. м³/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. м³/сут на штуцере 22 мм, минимальный – 30 м³/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. Холодилов 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. Bjoroy 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. Искоркина¹, А.К. Исагалиева²

Научный руководитель профессор В.И. Исаев¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*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 толщии 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) – $R_{v,r}^0 = 0,96\%$ – 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 $\pm 2^\circ\text{C}$.