

Юрхаровском месторождениях практически не различаются. Несколько меньшие значения R^2 ($>0,7$) у уравнения $Pn = c/Kn^m$ в связи с влиянием на коэффициенты уравнения глинистости и структуры порового пространства коллектора [3].

Минимальными значениями R^2 (до 0,47 у Юрхаровского месторождения) характеризуется уравнение, связывающее между собой основные ФЕС коллектора – пористость и проницаемость. Именно по уравнению $IgKnp = a*Kn+b$ сравниваемые месторождения в наибольшей степени различаются между собой, образуя две группы. Группа «Штокмановское-Крапивинское I тип» отличается большей проницаемостью пород при конкретных значениях пористости – свободный член в уравнении (b) (табл.), а также значительным влиянием на проницаемость других, кроме пористости, факторов (невысокий коэффициент « a » в уравнении). В соответствии с теоретической моделью Козени-Кармена [3], такими факторами скорее всего являются больший размер пор и низкая остаточная водонасыщенность коллекторов Штокмановского и Крапивинского (I тип) месторождений.

Таким образом, по результатам проведенного исследования гигантское газоконденсатное Штокмановское месторождение имеет близкие ФЕС с лучшими коллекторами крупного Крапивинского нефтяного месторождения (I тип). Общими показателями этих месторождений являются юрский возраст продуктивных пластов и битуминозные отложения в качестве региональной покрывки.

Литература

1. Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических параметров юрских отложений Штокмановского месторождения. /В.С. Жуков, Ю.Б. Силантьев, А.В. Дахнов, А.Е. Рыжов //Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 108-117.
2. Маргулис Е.А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3.- № 2.
3. Номоконова Г.Г. Петрофизика коллекторов нефти и газа: учебное пособие. – Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 146 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЮ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

А.А. Искоркина, А.В. Власова

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Г.А. Лобова

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

Введение. В наших работах [1, 2] исследовалось влияние *векового хода температур на поверхности Земли*, а также *неоплейстоценовой мерзлоты* на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала материнских баженовских и тогурских отложений южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Получена оценка существенного влияния этих факторов палеоклимата на степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских свит.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Цель настоящих исследований – оценить влияние неоплейстоценовой толщи мерзлоты на геотермический режим баженовских отложений *северной* палеоклиматической зоны Западной Сибири (на примере Арктического нефтегазового месторождения Южного Ямала). Эта задача приобретает особую актуальность для количественной оценки перспектив нефтегазоносности арктических территорий Западной Сибири [3].

Объект и методика исследований. Моделирование [1] палеогеотемпературных условий баженовских отложений выполнено для скважины 11 (табл. 1).

Посвитная разбивка от подошвы осадочного чехла до верхнего мела, включая березовскую свиту, взята по данным ИНГГ СО РАН (2015). Расчленение нижне-среднепалеогеновых свит от ганькинской до ирбитской заимствовано из материалов ВСЕГЕИ (2016), вышележащие толщи расчленены на основе работ ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМС (2002, 2011).

Таблица 1

Характеристика разреза скважины Арктическая 11

Характеристики	Значение
Забой, м	3624
Отложения на забое (свита)	Левинская (J ₁ lv)
Кровля баженовской свиты (J ₃ +K ₂ bg), м	2792
Мощность баженовской свиты, м	16
Мощность палеогеновых отложений, м	690
Мощность неоген-четвертичных отложений, м	418
Размыв палеоген-неогеновых отложений (14,5-18,5 млн. лет назад), м	535
Размыв неогеновых отложений (4,1-5,4 млн. лет назад), м	113
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,52-0,18 млн. лет назад), м	600
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,18-0,0 млн. лет назад), м	300
Результаты испытаний верхнеюрских-нижнемеловых пластов	Не испытывались
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; температура, °С)	Левинская; 3533 м; 125. Левинская; 3560 м; 126.
«Измеренные» температуры по ОСВ (глубина отбора; (R_{vt}^0); температура, °С)	2000м; (0,65); 100. 2500; (0,80); 120.

Генерационный потенциал баженовских отложений в разрезе Южного Ямала обусловлен содержанием рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого-гумусового типа, достаточно высоким содержанием органического углерода (Сорг) – от 1 до 2 % (ИНГГ СО РАН, 2016).

По отражательной способности витринита (ОСВ) – $R_{vt}^0=0,96\%$ – в пределах Арктической площади баженовская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Оценка выполняется на основе анализа variability результатов палеотемпературных реконструкций для 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 [1], без учета ВМ;
- 3 вариант – с учетом «арктического» ВХТ, без учета ВМ;
- 4 вариант – учет «арктического» ВХТ, учет ВМ. «Арктический» ВХТ построен нами на основе анализа и обобщения данных 25 научных публикаций.

Результаты. В случае учета «арктического» ВХТ и ВМ «невязка» результатов моделирования наиболее оптимальна (табл. 2).

Заключение. На примере Арктического месторождения Южного Ямала показано, что при учете регионального («арктического») векового хода температур и толщи плейстоцен-четвертичной мерзлоты, получаем оптимальную и наиболее «богатую» термическую историю нефтематеринских отложений.

Таблица 2

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур, расчетных значений теплового потока и палеотемпературного максимума в скважине Арктическая 11

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Расчетные, 1 вариант, °С		Расчетные, 2 вариант, °С		Расчетные, 3 вариант, °С		Расчетные, 4 вариант, °С	
		Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница
2000	100	91	-9	97	-3	99	-1	102	+2
2500	120	109	-11	115	-5	117	-3	121	+1
3533	125	133	+8	128	+3	126	+1	124	-1
3560	126	133	+7	129	+3	127	+1	125	-1
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С		±9		±4		±2		±1	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²		55,7		54,1		56,4		58,4	
Палеотемпературные максимумы ГЗН баженосвкой свиты, °С		119		125		128		132	

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол_a

Литература

1. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал, 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64– 80.
2. Искоркина А.А., Исагалиева А.К., Исаева О.С., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Позднечетвертичная вечная мерзлота как фактор геотермического режима и

реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты (Томская и Новосибирская области) // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2015. – Т. 326. – № 10. – С. 6 – 23.

3. Конторович А.Э. Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство, 2016. – № 3. – С. 14 – 15.

ИСТОЧНИКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН ПРИ МОРСКОЙ И ПРИБРЕЖНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

А.А. Ислямова

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

В настоящее время особое внимание уделяется задаче геологического изучения углеводородных ресурсов континентального шельфа. По некоторым данным порядка 75% углеводородов российского шельфа сосредоточено в арктических регионах [2]. Среди них особо выделяют сейсморазведку как основной метод построения пространственной структуры разреза и выделения углеводородных ловушек, в том числе и в морских и прибрежных условиях.

Наиболее распространенным типом возбуждающего устройства в морской сейсморазведке являются *пневматические источники*. Начальный всплеск энергии значителен, однако сложное взаимодействие давления в воздушном «пузыре» и воды приводят к появлению посторонних всплесков энергии следом за первичным (рис. 1а). Амплитуда и период между импульсами зависят от глубины расположения пушки и от размера основной ее камеры [4].

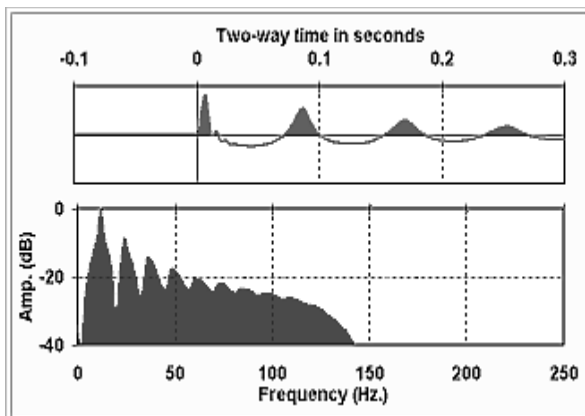


Рис.1а Временная и частотная характеристика одиночного пневмоисточника

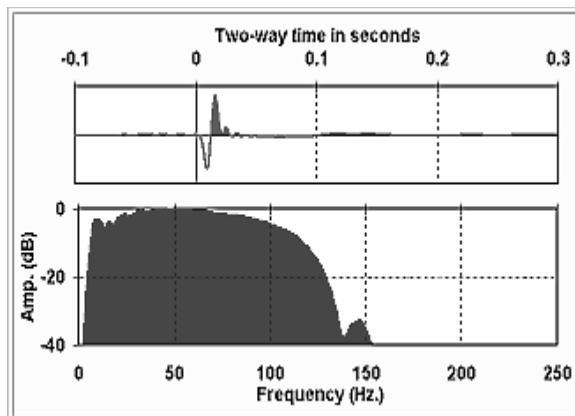


Рис.1б Временная и частотная характеристика группировки пневмоисточников

Улучшить характеристику источника позволяет группировка пушек с различным объемом основной камеры. Когда инициируется вся расстановка, амплитуда импульса по частотным характеристикам возрастает по сравнению с диапазоном обычных сейсмических частот, и становится близка к прямоугольному сигналу, который является идеальным случаем сейсмоимпульса (рис. 1б).

В морской сейсморазведке также используются установки, основанные на других принципах возбуждения энергии. Например, в источниках *газовой детонации* продукты взрыва газа выбрасываются в воду, образуя упругую волну.