

3. Рекомендации по лабораторному изучению строения мерзлых грунтов. ПНИИС, М., Стройиздат, 1984.
4. Уилкинс М.Л. Расчет упругопластических течений // Вычислительные методы в гидродинамике. - М.: Мир, 1967. - С. 212 - 263.2. Федоров Ф.И. Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука, 1965. 300 с.
5. Федоров Ф.И. Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука, 1965. 300 с.

### **ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА НА АРКТИЧЕСКОМ МЕЛКОВОДЬЕ**

**М.В. Наумова**

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

Бурное развитие морской сейсморазведки сопровождается не только постоянным увеличением объемов работ, но и непрерывным повышением сложности решаемых задач. В последнее время растет объем работ на мелководье. Еще относительно недавно сейсморазведочные работы на мелководье носили разовый характер, проводились с опытно-методическими целями или не проводились вообще (например, на предельном мелководье), то сейчас начинает активно осваиваться даже такая сложная область как переход от суши к морю – так называемая транзитная зона.

Известные площади мелководных зон довольно велики. Согласно данным [2], общая площадь шельфа РФ с глубинами моря до 20 м составляет более 700 тыс. км<sup>2</sup>, при этом более 130 тыс. км<sup>2</sup> занимает предельное мелководье – первые метры глубины. Значимая часть этих площадей имеет очень высокие перспективы нефтегазоносности, где проведение разведочных работ представляется наиболее важным.

Часто под термином мелководье подразумевают различные глубины. Так, в задачах океанологии глубина 200 м – это мелководье. С другой стороны, средняя глубина внешнего края шельфа Мирового океана – 132 м – это средняя глубина мелководья. Северное море, наиболее изученное с геофизической точки зрения, считается мелководным, более 2/3 моря имеет глубину менее 100 м (в Северном море разработка британского месторождения Леман-Банк ведётся на глубине 30 м, Фортис — 115 м, Берил — 125 м, а норвежского Экофиск — на глубине 70 м).

Для наших условий принято считать мелководьем глубины до 20 м (платформа Приразломная расположена как раз на таком участке Баренцева моря). Глубины до 6-7 метров иногда называют предельным мелководьем, а зону с глубинами от 0 до 6 метров – переходной, или транзитной зоной.

Основная проблема при работах на море вообще, и на шельфе в частности – это относительная дороговизна закладки скважин. Поэтому для выполнения качественной инверсии желательно повысить разрешающую способность сейсмических данных. Это, в свою очередь, влечёт за собой требования к расширению частотного диапазона регистрируемых сигналов [1]. Главным фактором, препятствующим расширению диапазона регистрируемых сигналов в морской сейсморазведке, является дополнительное отражение-спутник от границы “вода – воздух”. Именно оно увеличивает длительность элементарного сигнала, а значит, сужает его спектр.

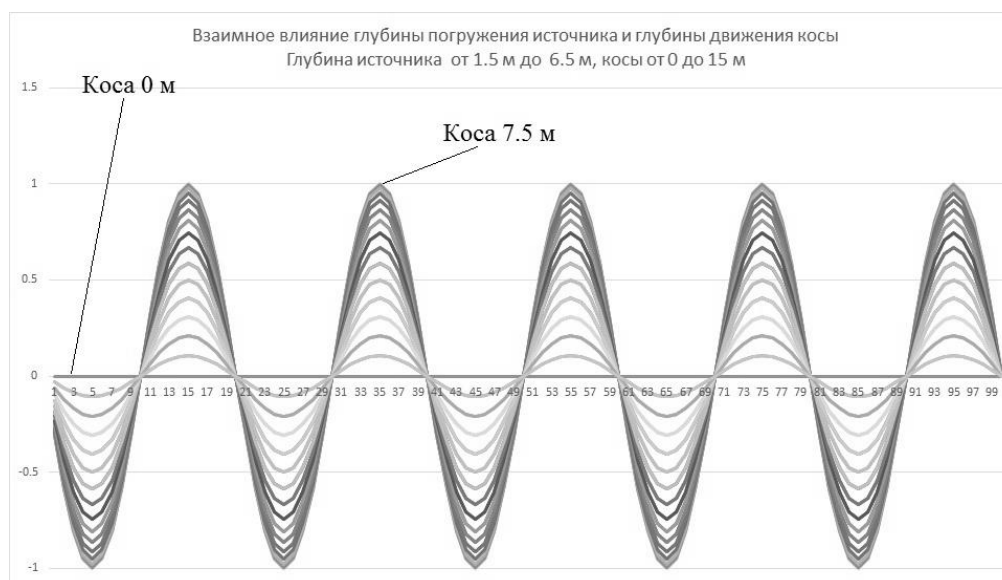
## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

В морской сейсморазведке традиционную косу с датчиками давления буксируют обычно на глубине 6–8 м. Амплитуда излучаемого пневмопушкой (Airgun) сигнала будет при этом меняться в зависимости от глубины погружения косы.

Для некоторых частот время пробега от источника или гидрофона до поверхности воды составляет половину периода. Поскольку коэффициент отражения отрицателен, волна-спутник оказывается примерно в противофазе с восходящей отраженной волной и обе волны почти гасятся. Максимальная амплитуда достигается на расстоянии четверти длины волны. Эти выводы иллюстрируются (рис. 1) результатами расчетов амплитудного множителя по формуле, приведенной ниже. Она определяет зависимость амплитуды сигнала  $A_{\text{отн}}$  от глубин погружения пневмопушки  $d_g$  и косы  $d_c$ .

$$A_{\text{отн}} = 4\cos\left(\frac{\pi}{2} + \frac{2\pi d_g f}{V}\right)\cos\left(\frac{\pi}{2} + \frac{2\pi d_c f}{V}\right) \quad (1)$$

Здесь  $f$  – частота источника в Гц,  $V$  – скорость звука в морской воде, зависящая от солёности и температуры и примерно равная 1520 м/с.



**Рис. 1. Изменение относительной амплитуды сигнала для различных конфигураций «источник-коса»**

Волнение на поверхности создает некоторое рассеяние, и может даже способствовать улучшению качества записи. Так, в работе [3] показано, что если высота морских волн сопоставима с длиной волны, то ослабление в области минимумов и усиление в области максимумов всегда меньше 100%, особенно на высоких ( $> 10$  Гц) частотах. Это связано с тем, что без учета волнения амплитуда записывается в виде произведения множителей (1), при этом нули любого сомножителя становятся нулями произведения. А для волнения амплитуда получается в аддитивном виде [3], что позволяет компенсировать влияние нулей.

Знание этих закономерностей позволяет настраивать взаимное положение системы «источник-приемник» для достижения лучших результатов.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сопоставление альтернативных технологий широкополосной морской сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, № 2, 2015, с. 77–85
2. Гагельганц А.А., Серебренников Г.П. и др. Отчет по теме 105-80Н.: Совершенствование методики сейсмических исследований на мелководном шельфе (в 2-х частях). Мурманск, НИИМоргеофизика ВМНПО «Союзморгео», 1983.
3. Причетт У. Получение надежных данных сейсморазведки: Пер. с англ. – М.: Мир, 1999. – 448 с.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ГИГАНТСКИХ ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АНОМАЛЬНОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ  
ЯМАЛО-КАРСКОГО РЕГИОНА**

**Ф.А. Ожеред, Е.С. Голов**

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

Ямало-Карский регион (полуостров Ямал и Южно-Карское море) является самым крупным углеводородным регионом Арктики. В его пределах сосредоточены гигантские газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения (табл.1, рис.1). Ленинградское и Русановское газовые и, частично, Харасавейское газоконденсатное месторождения локализованы в акватории Карского моря. Остальные месторождения, в том числе и уникальное по запасам нефтегазоконденсатное Бованенковское месторождение, размещены на Ямале. Месторождения отличаются большим диапазоном газоносности – преимущественно сеноман-альп-аптские комплексы [2].

*Таблица 1*

**Общая характеристика месторождений Ямало-Карского региона**

№*	Месторождение	Открыто	Запасы, трлн. м <sup>3</sup>	Фазовый состав [1]
1	Ямбургское**	1969	5,2	Нефтегазоконденсатное
2	Бованенковское	1971	4,9	Нефтегазоконденсатное
3	Ленинградское	1992	3	Газовое
4	Русановское	1992	3	Газовое
5	Арктическое	1968	2,7	Нефтегазоконденсатное
6	Тамбейские	1974/1983	1,9	Газоконденсатное
7	Харасавейское	1974	1,9	Газоконденсатное
8	Крузенштерновское	1976	2,0	Газоконденсатное

\*Номер месторождения на рис.1 \*\*Относится к Уренгойской группе

Сравнительный анализ карты аномального магнитного поля Ямало-Карского региона (ВСЕГЕИ, 1995) и плана расположения месторождений (рис.1) позволил выявить следующие закономерности.

Месторождения углеводородов (УВ) локализованы в зоне положительных аномалий магнитного поля северо-западного (СЗ) простирания. Интенсивность этих аномалий возрастает в СВ направлении и на ЮВ. Ямал-Карская зона магнитных аномалий является продолжением близкой по структуре зоне магнитных аномалий севера Западно-Сибирского бассейна [3], в пределах которой локализованы уникальные Уренгойское и Ямбургское (рис.1) нефтегазоконденсатные