

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»
(ФГБУ «ВНИГНИ»)**

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«МОРСКАЯ АРКТИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ»
(ОАО «МАГЭ»)**

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО
ПОДПИСАЮ
Генеральный директор
«ВНИГНИ»

П.Н. Мельников
2020 г.



ПРОГРАММА РАБОТ

«Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря»

Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от « 04 » июня 2020 г.

Лицензия на пользование недрами _____

Начало работ: II квартал 2020 г.
Окончание работ: III квартал 2022 г.

Генеральный директор ОАО «МАГЭ» _____ А.Г. Казанин



ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Реферат	6
Список принятых в проекте сокращений	7
Список иллюстраций	8
Список таблиц	10
Список текстовых приложений	11
Список графических приложений	12
ТЕХНИЧЕСКОЕ (ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ) ЗАДАНИЕ НА ПРОВЕДЕНИЕ	
I. РАБОТ ПО РЕГИОНАЛЬНОМУ ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ ИЗУЧЕНИЮ НЕДР	13
ПО ОБЪЕКТУ	
II. ПРОЕКТ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО РЕГИОНАЛЬНОМУ	38
ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ ИЗУЧЕНИЮ НЕДР	
1. Общие сведения об объекте геологического изучения	39
1.1 Обоснование постановки работ	55
2. Общая характеристика геологической изученности объекта	56
2.1. Обзор и анализ геолого-геофизической изученности	56
2.2. Стратиграфия	63
2.3. Тектоника	70
2.4. Нефтегазоносность	77
2.4.1. Геологическая модель объекта проведения ГГР	79
3. Методика проведения геологоразведочных работ	81
3.1. Предполевые работы и проектирование	81
3.1.1. Составление проектной документации	81
3.1.2. Сейсмогеологическая характеристика района работ	88
3.2. Полевые работы	90
3.2.1. Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D	95
3.2.1.1. Источник сейсмического сигнала	100
3.2.1.2. Сейсморегистрирующая система	105
3.2.1.3. Сейсмоприемная коса	107
3.2.1.4. Технические условия работы аппаратуры и оборудования	111
3.2.1.5. Минимальные требования к сейсмической косе	112
3.2.1.6. Контроль качества и тесты косы	116
3.2.1.7. Минимальные требования к регистрирующей системе	118
3.2.1.8. Минимальные требования к пневмоисточникам	118
3.2.1.9. Контроль работы сейсмической аппаратуры	119
3.2.1.10. Допуски геометрии расположения забортных устройств	119
3.2.1.11. Условия непрерывной работы на профиле	120
3.2.2. Надводная гравиметрия	120
3.2.2.1. Гравиметрическое оборудование	121
3.2.2.2. Методика гравиметрических наблюдений	123
3.2.2.3. Опорные гравиметрические наблюдения	124
3.2.3. Дифференциальная гидромагнитометрия	125

3.2.3.1.	Магнитометрическое оборудование	125
3.2.3.2.	Методика дифференциальных магнитометрических наблюдений	128
3.2.4.	Навигационно-гидрографические работы	129
3.2.4.1.	Методика навигационно-гидрографических работ	129
3.2.5.	Опытно-методические работы	138
3.2.6.	Предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации	138
3.2.6.1.	Контроль качества и предварительная обработка сейсмических данных на борту судна	139
3.2.6.2.	Контроль качества и предварительная обработка данных гравиметрии на борту судна	154
3.2.6.3.	Контроль качества и предварительная обработка данных магнитометрии на борту судна	156
3.2.6.4.	Предварительная обработка навигационно-гидрографических данных на борту судна	158
3.2.7.	Метрологическое обеспечение работ	160
3.2.7.1.	Метрологическое обеспечение сейсморазведки МОВ ОГТ 2D	160
3.2.7.2.	Метрологическое обеспечение надводных гравиметрических и дифференциальных гидромагнитных наблюдений	161
3.2.7.3.	Метрологическое обеспечение морских геодезических работ	162
3.2.8.	Мероприятия по охране труда и технике безопасности	162
3.3.	Камеральные работы	167
3.3.1.	Обработка и интерпретация геолого-геофизических данных	167
3.3.1.1.	Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D	167
3.3.1.1.1.	Обработка материалов сейсморазведки МОВ ОГТ 2D	168
3.3.1.1.2.	Интерпретационное сопровождение обработки сейсморазведочных данных МОВ ОГТ (ИСО)	181
3.3.1.1.3.	Интерпретация вновь полученных и ретроспективных сейсмических данных МОВ ОГТ	181
3.3.1.2.	Гравиразведка	188
3.3.1.3.	Гидромагнитная съемка	189
3.3.2.	Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных	191
3.3.3.	Составление информационных и окончательного геологических отчетов	195
4	Мероприятия по охране окружающей среды	201
4.1.	Характеристика района проведения геологоразведочных работ с указанием наличия территорий с особыми условиями пользования недрами	201

4.2.	Информация о характере и масштабах воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности	207
4.2.1	Воздействие на атмосферный воздух	208
4.2.2	Воздействие физических факторов	208
4.3.	Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия	214
4.4.	Возмещение ущерба окружающей среде	221
	5. Сводный перечень проектируемых работ	222
	6. Ожидаемые результаты работ и требования к получаемой геологической информации о недрах	225
	7. Список использованных источников	229
	8. Текстовые приложения	233
	Приложение 1. Договор ФГБУ "ВНИГНИ" с ОАО "МАГЭ". Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г. на выполнение работ по геологическому изучению недр "Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря"	234
	Приложение 2. Схема проектных профилей. Координаты проектных профилей. Перечень ретроспективных профилей. Контракт №0373100135320000017-0767715-01.	252
	Приложение 3. Договоры на агентское обслуживание	263
	Приложение 4. Договоры на поставку нефтепродуктов	281

РЕФЕРАТ

Проектная документация по объекту «Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря». Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от «04» июня 2020 г. Проектная документация состоит из 3 частей, 395 стр., 64 илл., 27 табл., 46 библ. названий, 6 текст.прил, 9 граф.прил. Адрес исполнителя проектной документации: 183038, г.Мурманск, ул.Софьи Перовской, д.26, тел.: +7 8152 40-05-80, факс: +7 8152 45-89-97.

Целевое назначение проектируемых работ – изучение регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

Проектом для решения поставленных геологических задач предусмотрены и обоснованы следующие методы и объемы работ: сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиметрия надводная, дифференциальная гидромагнитометрия, навигационно-гидрографическое обеспечение работ в составе полевых работ в объеме 8900 п.км. по каждому методу; цифровая обработка сейсмических данных в объеме 8900 пог. км полученных данных и 17 300 пог. км ретроспективных данных; цифровая обработка и интерпретация гравиразведочных и магнитометрических данных в объеме 8900 пог. км по каждому методу; интерпретация и комплексная интерпретация новых и ретроспективных геофизических материалов в объеме 8900 пог. км полученных данных и 17 300 пог. км ретроспективных данных.

Для выполнения работ по проекту планируется привлечь на подрядной основе ООО «ЦМИ МГУ» и АО «Росгео» с соисполнителями-подрядчиками АО «Дальморнефтегеофизика», АО «Южморгеология» и АО «СНИИГГиМС», обладающих большим опытом проведения работ подобного рода, материальными и информационными ресурсами для их выполнения. В проектной документации обосновываются методика и объемы работ, запланированных для решения поставленных задач и распределение работ между всеми соисполнителями.

В состав проектной документации включены: Техническое (геологическое) задание на выполнение работ по объекту; текст проекта, включающий: общие сведения об объекте геологического изучения, общую характеристику геологической изученности объекта; описание методики проведения геологоразведочных работ; мероприятия по охране окружающей среды; сводный перечень проектируемых работ; ожидаемые результаты работ и требования к получаемой геологической информации о недрах; текстовые и графические приложения; список использованных источников; укрупненный расчет стоимости работ по проекту и другая необходимая информация для проведения работ.

Общая инвестиционная (сметная) стоимость работ по проекту составляет (_____) рублей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: проектная документация, сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводная гравиметрия, дифференциальная магнитометрия, ГИС, осадочный чехол, отражающий горизонт, AVO-анализ, сейсмофациальный анализ, литолого-фациальный анализ, палеогеографический анализ, Охотское море.

СПИСОК принятых в проекте сокращений

АК – акустический каротаж
 ВРШ - винт регулируемого шага
 ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование
 ГИС – геофизические исследования скважин (нефтегазовая отрасль) или геоинформационная система (программное обеспечение, картография)
 ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование
 ГСМ – глубинно-скоростная модель, горюче-смазочные материалы (в зависимости от контекста)
 ИНК - интегрированный навигационный комплекс
 МОВ ОГТ – метод отраженных волн общей глубинной точки.
 ОГ – отражающий горизонт.
 ООПТ - особо охраняемые природные территории
 НИС – научно-исследовательское судно
 НСР – начальные суммарные ресурсы
 НТС – научно-технический совет.
 НГП – нефтегазоносная провинция.
 НГО – нефтегазоносная область.
 ОМР – опытно-методические работы
 ПВ – пункт(ы) возбуждения упругих колебаний
 ПИ – пневмоиточник(и)
 ПК – персональный компьютер
 ПН – пункт(ы) наблюдения (регистрации) упругих колебаний
 ПНГО – перспективная нефтегазоносная область.
 ПО – программное обеспечение
 РФН – распределенный фонд недр
 СК-42 – картографическая система координат 1942 года
 СКП – среднеквадратическая погрешность
 СП – сейсмоприемник(и)
 ТГЗ - техническое (геологическое) задание
 УКВ - ультракоротковолновый

Метод AVO(AVA) - Amplitude Variation with Offset (Angle) или анализ зависимости амплитуд от удаления (угла падения)
 CMP - Common Middle Point (Common Depth Point) или общая средняя точка/общая глубинная точка
 RMS - *root mean square* или среднеквадратичное значение
 WGS-84 – *World Geodetic System 1984* или всемирная геодезическая система координат 1984 г.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Номер таблицы	Название рисунка	Стр.
1	Схема расположения района работ	42
2	Обзорная схема Охотского моря	43
3	Температура поверхностных вод	45
4	Соленость поверхностных вод	45
5	Основные течения Охотского моря	46
6	Транспортная инфраструктура региона	47
7	Лицензионные участки и особо охраняемые природные территории	54
8	Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 1637.	60
9	Временной сейсмогеологический разрез северо-восточного участка шельфа о. Сахалин.	64
10	Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю SA04-221.	64
11	Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 2-ДВ-М.	66
12	Временной сейсмогеологический разрез по профилю EO0502 m.	67
13	Временной сейсмогеологический разрез по профилю EO0526.	68
14	Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю 2-ДВ-М.	69
15	Структурно-тектоническая схема Охотского моря.	72
16	Схема станций теплового потока в Охотоморском регионе.	74
17	Схема расположения новых и ретроспективных профилей	86
18	Общий вид НИС «Николай Трубятчинский»	92
19	Схема конфигурации группового пневмоисточника объемом 4 280 куб. дюймов	101
19а	Референсные точки и параметры массива ПИ	102
19б	Конфигурация ПИ	103
20	Блок-схема системы регистрации сейсмических данных Seal-428	105
21	Схема расположения элементов оборудования на сейсмической косе	108
22	Гравиметр Чекан-АМ модификации "Шельф"	122
23	Схема магнитометрического комплекса	126
24	Магнитометры SeaSPY2 в походном положении на НИС Николай Трубятчинский (градиентометр).	127
25	Схема буксировки магнитометров	129
26	Блок-схема навигационной системы	133
27	Пример визуализации в e-SQC Pro шумовой записи до начала профиля с отображением среднеквадратичных значений амплитуд каждой трассы	139
28	Пример визуализации сейсмограммы в e-SQC Pro	140
29	Пример одноканального разреза ближних удалений вдоль профиля в e-SQC Pro	140
30	Пример графика среднеквадратичных значений амплитуд в плоскости «ПВ-канал», рассчитанных в окне "Background Noise" и осредненных за канал в e-SQC Pro	140
31	Пример окна программы BigShot по контролю качества работы системы пневмоисточников	141

32	Пример применения частотного фильтра с нижней частотой пропускания 6 Гц и крутизной среза 18 Дб на октаву	142
33	Пример контроля сигнала пневмоисточников вдоль профиля	142
34	Пример утечки, произошедшей при отработке профиля	143
35	Пример графика показаний давления для 4 линий пневмоизлучателей по каждому ПВ (Manifold Pressure Plot)	143
36	График средней глубины приемников вдоль профиля	144
37	График глубины источников по данным датчиков вдоль профиля	144
38	График средней глубины источников по данным датчиков вдоль профиля	144
39	Пример схемы расположения окон для оценки уровня сигнала на сейсмограмме ОПВ	146
40	Пример графика среднеквадратичных значений амплитуд, осредненных за канал, для шумовых записей перед началом и после окончания профиля	146
41	Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Background noise window» для каждого ПВ и каждого канала	147
42	Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Signal 1 window» для каждого ПВ и каждого канала	147
43	Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Ambient 1 noise window» для каждого ПВ и каждого канала	148
44	Пример графика отношения RMS амплитуд в окнах Signal 2 и Ambient noise 2, осредненных по ПВ вдоль профиля. НЧ-фильтр 6 Гц (18 Дб/окт)	148
45	Пример графика RMS амплитуд в окнах Ambient 2 noise и Background noise, осредненных по ПВ вдоль профиля (Butterworth 6-18-200-302 Hz)	149
46	Пример графика разности амплитуд сигнала между двумя смежными ПВ	149
47	Пример графика RMS амплитуд в окнах Ambient 1 noise и Background noise, осредненных по каналам (Butterworth 6-18-200-302 Hz)	149
48	Пример суммированного разреза на пересечении профилей	150
49	Пример полнократного временного разреза ОСТ (Brute stack) вдоль профиля с линейными помехами и с отображением кратности ОСТ	151
50	Пример одноканального разреза ближних удалений (1-й канал) вдоль профиля с введенной кинематической поправкой за скорость звука в водном слое (проверка корректности присвоенной геометрии)	151
51	Пример скоростного анализа по вертикальным скоростным спектрам в ProMAX	152
52	Пример мьютинга по сейсмограммам ОГТ после ввода кинематических поправок	152
53	Окно программы регистрации гравиметрических данных	155
54	Окно программы регистрации данных магнитометрии ВОВ	156
55	Схема взаимодействия организаций при выполнении камеральных работ	168
56	Пример подавления вторичных пульсаций газового пузыря	175
57	Пример подавления случайных помех.	176
58	Пример подавления линейных помех	177
59	Пример подавления кратных волн	178
60	Пример подавления волн-спутников	179
61	Пример уточнения скоростной модели	180

62	Пример параметра анизотропии	180
63	Пример увязки скоростной модели	180
64	Схема взаимодействия организаций при подготовке итоговых геологических отчетов	195

СПИСОК ТАБЛИЦ

Номер таблицы	Название таблицы	Стр.
1	Координаты угловых точек площади полевых работ (СК-42)	40
2	Координаты угловых точек площади обобщения (СК-42)	41
3	Действующие лицензии в Охотском море	51
4	Изученность участка работ геофизическими методами	58
5	Скважины, используемые при выполнении камеральных работ	62
6	Структура НСР акваторий нефтегазогеологических элементов Охотского моря по состоянию на 01.01.2009 г.	77
7	Географические координаты профилей (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиметрия, магнитометрия) (Контракт № 0373100135320000017-0767715-01)	83
8	Перечень ретроспективных профилей для переобработки	84
9	План-график использования научно-исследовательского судна «Николай Трубяччинский» на объекте: «Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря». Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г.	91
10	Спецификация НИС «Николай Трубяччинский»	92
11	Параметры методики морских сейсморазведочных работ	95
12	Основные технические характеристики аппаратурно-технических комплексов для производства сейсморазведки МОВ ОГТ 2D	96
13	Характеристики группового пневмоисточника объемом 4 280 куб. дюймов	100
14	Характеристика шумов	116
15	Информация о проводимых процедурах тестирования	117
16	Технические характеристики гравиметра Чекан-АМ – Шельф	122
17	Основные технические характеристики магнитометра SeaSPY2	127
18	Навигационный комплекс.	129
19	Геодезические параметры работ	130
20	Стандартные значения, рекомендованные для обработки навигационных данных	158
21	Сведения о метрологических параметрах результатов гравиметрических и гидромагнитных наблюдений	162
22	Перечень нормативных документов, необходимых для выполнения проектируемых работ	163
23	План организационно-технических мероприятий по предупреждению несчастных случаев, аварий и улучшению условий труда	164
24	Мероприятия по предупреждению заболеваний на производстве и улучшению условий труда и отдыха	165
25	Состав рабочей группы для выполнения камеральной обработки	173
26	Календарный план выполнения камеральной обработки	174
27	Сводный перечень проектируемых работ	222

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№.	Наименование	Стр.
1	Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г. на выполнение работ по геологическому изучению недр "Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря"	234
2	Схема проектных профилей. Координаты проектных профилей. Перечень ретроспективных профилей. Контракт №0373100135320000017-0767715-01.	252
3	Договоры на агентское обслуживание	263
4	Договоры на поставку нефтепродуктов	281

ПАПКА 1 – ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№.	Наименование, масштаб	Кол-во листов
1.	Графическая схема проектных и ретроспективных профилей, предлагаемых к переобработке. Масштаб 1:2 000 000.	1
2.	Карта изученности Охотоморского региона кондиционными съемками (бюджетные съемки) и глубоким бурением. Масштаб 1:2 000 000.	1
3.	Обзорная карта нефтегазогеологического районирования территории региона. Масштаб 1: 2 000 000.	1
4.	Структурная карта поверхности акустического фундамента. Восточная часть моря. Масштаб 1:1 000 000.	1
5.	Структурная карта кровли сейсмокомплекса D (олигоцен-нижний миоцен). Восточная часть Охотского моря. Масштаб 1: 1 000 000.	1
6.	Структурная карта поверхности акустического фундамента. Западная и северная часть Охотского моря. Масштаб 1: 2 500 000.	1
7.	Структурная карта кровли дагинского сейсмокомплекса (нижний-средний миоцен). Западная и северная часть Охотского моря.	1
8.	Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю 1991.0011. Масштаб 1: 250 000.	1
9.	Временной сейсмогеологический разрез по профилю eo0502_М. Масштаб 1: 250 000.	1
	Итого листов:	9

**I. ТЕХНИЧЕСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ
РАБОТ ПО ОБЪЕКТУ**



ТЕХНИЧЕСКОЕ (ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ) ЗАДАНИЕ

на проведение работ по региональному геологическому изучению недр по объекту:

«Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря»

1. Основание проведения работ:

Государственное задание ФГБУ «ВНИГНИ» и Перечень новых объектов геологоразведочных работ, связанных с геологическим изучением недр, финансируемых за счет субсидии на финансовое обеспечение выполнения государственного задания на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов, утвержденный приказом Федерального агентства по недропользованию от 25.03.2020 г. №128.

2. Источник финансирования:

Субсидии из федерального бюджета на финансовое обеспечение выполнения Государственного задания на выполнение работ.

3. Подрядчик:

Открытое акционерное общество «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»).

4. Целевое назначение работ:

Изучение регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

5. Пространственные границы объекта:

Акватория Охотского моря в пределах номенклатурных листов L-54, L-55; M-54; M-55; M-56; N-54; N-55; N-56; O-54; O-55; O-56 международной разграфки карты масштаба 1:1 000 000.

Координаты угловых точек площади полевых работ (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	46	01	10.2	142	10	44.4
2	45	42	42.8	142	08	52.8
3	44	43	59.2	146	01	26.4
4	45	03	45.0	146	17	24.0
5	48	04	56.6	152	02	38.4



Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
6	49	32	15.4	152	46	01.2
7	50	06	13.0	154	33	10.9
8	56	06	00.0	153	56	60.0
9	57	47	60.0	154	19	58.8
10	58	30	00.0	155	00	00.0
11	59	01	50.2	154	30	47.6
12	58	47	30.1	152	56	42.0
13	57	40	03.0	152	59	42.0
14	57	39	45.0	151	45	00.0
15	57	39	45.0	150	59	45.6
16	57	29	13.6	145	32	06.0
17	56	11	35.2	145	38	52.8
18	56	09	45.0	143	42	50.4
19	55	54	24.1	140	42	32.4
20	53	50	47.9	141	12	03.6
21	53	50	28.0	142	15	21.6
22	54	24	43.1	142	01	40.8
23	54	30	24.9	142	52	19.2
24	54	00	01.8	143	07	19.2
25	53	58	22.8	144	08	09.6
26	50	43	54.9	144	58	48.0
27	50	45	42.8	143	54	18.0
28	50	28	42.2	144	00	18.0
29	50	17	55.7	145	05	20.4
30	49	36	15.8	145	23	09.6
31	49	25	39.4	144	20	34.8
32	48	40	30.8	144	51	10.8
33	48	34	04.8	144	46	37.2
34	49	04	03.9	142	57	18.0

от точки 34 до точки 1 граница объекта проходит по сухопутной границе о. Сахалин

Площадь исследуемого участка 897 570,6 км².

Максимальная глубина изучения – не менее 12 км.

Целевой интервал исследований – 2-8 км.

Координаты угловых точек площади обобщения (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	53	50	57.84	141	11	34.80
2	57	42	35.64	140	15	14.40
от точки 2 до точки 3 граница объекта проходит по административным границам Хабаровского края и Магаданской области						
3	59	01	53.76	154	01	26.40
4	58	43	39.72	158	16	37.20
5	58	02	22.92	157	43	08.40
от точки 5 до точки 6 граница объекта проходит по сухопутной границе п-ова Камчатка						
6	51	24	38.16	156	28	51.60
7	51	04	39.36	156	33	14.40
8	50	52	45.48	156	26	06.00



Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
9	50	47	30.12	156	02	31.20
10	50	15	37.44	155	11	56.40
11	49	37	40.08	154	45	21.60
12	48	53	60.00	154	04	19.20
13	48	19	36.84	153	12	18.00
14	47	59	50.64	153	04	37.20
15	47	45	28.08	152	55	55.20
16	46	52	23.88	151	45	07.20
17	46	33	01.08	150	52	37.20
18	46	03	19.44	149	53	27.60
19	45	34	22.08	148	50	16.80
20	45	24	23.40	147	50	24.00
21	45	04	56.28	147	25	48.00
22	44	49	33.60	147	04	51.60
23	44	35	18.60	146	53	13.20
24	44	31	32.88	146	08	31.20
25	44	32	14.28	145	12	07.20
26	44	24	20.52	144	43	48.00
27	44	28	22.08	144	13	08.40
28	44	44	53.52	143	37	55.20
29	45	31	22.08	142	41	06.00
30	45	42	51.84	142	09	07.20
31	46	00	47.52	142	10	37.20
от точки 31 до точки 32 граница объекта проходит по сухопутной границе о.Сахалин						
32	53	56	51.72	142	40	58.80
33	53	51	23.76	142	40	08.40

6. Основные оценочные параметры:

6.1. Соответствие действующим инструкциям по методам исследований, нормативным правовым актам, приказам и распоряжениям Минприроды России и Роснедра, утвержденной проектной документации на выполнение геологоразведочных работ по объекту.

6.2. Проведение комплексных полевых геофизических работ в соответствии со следующими инструкциями: «Инструкция по морской магнитной съемке», (ИМ-86), 1986г.; «Инструкция по морской гравиметрической съемке», (ИГ-78), 1979г.; «Инструкция по морской сейморазведке и сейсмоакустике», 1986г.; «Инструкция по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ», Новосибирск. СНИИГГМС, 1997.

6.3. Соответствие требованиям нормативно-методических документов, приказам и распоряжениям Минприроды России и Роснедра по созданию, сопровождению, поставке и приемке геологоразведочной продукции и её представлению Заказчику и в банк цифровой геологической информации о недропользовании: действующим стандартам, инструкциям и рекомендациям по комплексу и отдельным видам геолого-геофизических и топографо-геодезических (навигационных) работ.

6.4. Полнота использования геологических и геофизических данных и компьютерных технологий для составления отчетных материалов и проведения контроля качества геолого-геофизической продукции.

6.5. В соответствии со ст. 6 Закона Российской Федерации «О недрах» оформляется лицензия на пользование недрами.

6.6. Критерии оценки:



- максимальная глубина изучения – не менее 12 км;
- целевой интервал исследований 2-8 км;
- масштаб съемки 1: 2 000 000.

6.7. Соответствие параметрам методики работ, представленным в разделе 7.2.3 и 7.2.4, а также в Техническом задании на проектирование, утвержденном Федеральным агентством по недропользованию.

7. Основные геологические задачи, последовательность и основные методы их решения

7.1. Основные геологические задачи:

- 7.1.1. Уточнение геологического строения осадочных бассейнов Охотского моря с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.
- 7.1.2. Уточнение регионального структурно-тектонического плана с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.
- 7.1.3. Изучение типовых разрезов осадочного чехла и его мощности с целью уточнения сейсмостратиграфической схемы расчленения бассейнов Охотского моря.
- 7.1.4. Сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ осадочного чехла бассейнов Охотского моря.
- 7.1.5. Оценка перспектив нефтегазоносности основных комплексов Охотского моря и зон возможного нефтегазоаккумуляции с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

7.2. Основные методы решения:

7.2.1. Полевые работы:

Комплексные геофизические исследования:

- сейсморазведка МОВ ОГТ 2D – 7 500 пог. км.
- надводная гравиметрия – 7 500 пог. км.
- гидромагнитометрия – 7 500 пог. км.
- предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации.

При проведении полевых работ должен осуществляться контроль выполнения требований проектной документации в установленном Федеральным агентством по недропользованию порядке.

7.2.2. Камеральные работы:

- Обработка и комплексная интерпретация полученных геофизических материалов.

При проведении работ по обработке полученных геофизических материалов, должен осуществляться контроль выполнения требований проектной документации в установленном Федеральным агентством по недропользованию порядке.

7.2.3. Методика полевых работ:

7.2.3.1. Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в объеме 7 500 пог. км (полнократных).

№ п/п	Основные параметры методики полевых наблюдений сейсморазведки	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	МОВ ОГТ 2D
2.	Тип сеймостанции, разрядность (бит)	Не менее 24
3.	Количество каналов (используемое)	Не менее 480
4.	Шаг дискретизации, мс	2
5.	Тип сеймоприемников	гидрофон
	Расстояние между пунктами возбуждения колебаний, м	37,5



7.	Система наблюдений	фланговая
8.	База группирования СП, м	12,5
9.	Номинальная кратность (в зоне поликратного ОГТ)	108
10.	Минимальная разрешенная кратность (в зоне поликратного ОГТ)	100
11.	Расстояние между центрами групп СП, м	12.5
12.	Глубина буксировки приемного устройства, м	7-9
13.	Минимальное расстояние ПВ – ПН, м	Не более 160
14.	Максимальное расстояние ПВ – ПН, м	Не менее 8100
15.	Для невзрывных (ПИ) источников*: объем, куб. дюйм	Не менее 3800
16.	Длина записи, с.	12
17.	Формат записи	SEG-Y, SEG-D
18.	Точность планово-высотной привязки пунктов физических наблюдений	± 5 м

* - в случае наличия сложной гидрометеорологической обстановки и рисков повреждения оборудования допускается изменение объемов источников.

7.2.3.2. Надводная гравиметрия в объеме 7 500 пог. км (выполняется совместно с сейсморазведкой и гидромагнитометрией).

№ п.п.	Основные характеристики методики полевых наблюдений	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	Надводная гравиметрия
2.	Тип гравиметра	морской
3.	Количество гравиметров*, шт	2
4.	Среднеквадратическая погрешность измерений (СКП) не хуже, мГал	± 1
5.	Шаг наблюдений по профилю**, м	Не более 50
6.	Точность плановой привязки не хуже, м	± 5 м

* - один из которых запасной.

** - обосновывается в проектной документации

7.2.3.3. Гидромагнитометрия в объеме 7 500 пог. км (выполняется совместно с сейсморазведкой и надводной гравиметрией).

№ п.п.	Основные характеристики методики полевых наблюдений	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	Гидромагнитометрия
2.	Тип магнитометра	морской
3.	Количество магнитометров*, шт	2
4.	Среднеквадратическая погрешность съемки (СКП) не хуже, нТл	± 5
5.	Шаг наблюдений по профилю**, м	Не более 50
6.	Точность плановой привязки не хуже, м	± 5м

* - обосновывается в проектной документации, а также в случае сложной гидрометеорологической обстановки и возникновения риска повреждения забортного оборудования допускается использования одного магнитометра с введением поправок от магнитовариационных станций.

** - обосновывается в проектной документации

Схема профилей и их координаты согласовываются с Заказчиком дополнительно на стадии проектирования работ. При проектировании положения каждого профиля



Исполнитель определяет глубину моря по профилю, и в случае, если из-за предельно малых глубин или обнажений становится невозможной отработка профиля или его части, по согласованию с Заказчиком такой профиль может быть смещен/ изломан/ подвернут/ искривлен или укорочен с сохранением общего объема профилей.

7.2.3.4. Предварительная обработка материалов.

Сейсморазведка.

Выполнение предварительной обработки сейсмических данных проводится на борту судна с целью оперативного контроля качества получаемых данных и подготовки полевых материалов для последующей обработки на береговом вычислительном центре.

Для предварительной обработки сейсмических данных используются рабочие станции с вычислительной мощностью, обеспечивающей выполнение контроля качества и экспресс-обработки в реальном времени, с использованием пакета обрабатывающих программ, принятые стандартами отрасли.

Результаты предварительной обработки представляются в виде предварительных временных разрезов на магнитных носителях в формате SEG-Y.

Гравиразведка.

Контроль качества измерений выполняется оператором в режиме реального времени по показаниям индикаторов, расположенных на пульте управления гиropлатформы, по показаниям индикаторов электропитания, по значениям температурного режима; по значениям параметров технических характеристик гравиметров, а также путем проверки качества сигнала, наличия сбоя и отказов.

Дифференциальная гидромагниторазведка.

Контроль качества измерений выполняется оператором в режиме реального времени по показаниям индикаторов и диаграмм значений магнитного поля и уровня сигнала, а также путем проверки качества сигнала, наличия сбоя и отказов.

7.2.4. Камеральная обработка и комплексная интерпретация материалов

Схема ретроспективных профилей и объемы обработки данных по ним дополнительно согласовывается и утверждается Заказчиком.

Цифровая обработка производится на современном оборудовании с помощью современных программ. Камеральная обработка и комплексная интерпретация полученных материалов должна проводиться с привлечением данных ГИС, бурения глубоких скважин на сопредельных территориях, а также с учетом геолого-геофизических данных, ранее полученных на площади работ. Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов (сейсморазведочных, гравиметрических, магнитометрических) проводится с применением современных программно-аппаратурных средств.

Обработка сейсмических данных. Цифровая обработка ретроспективных сейсмических данных в объеме 17 300 пог. км. и полученных в результате полевых работ в объеме 7 500 пог.км выполняется с целью достижения максимальной разрешенности сейсмической записи и максимальной прослеживаемости отражающих горизонтов, с итеративной коррекцией кинематических поправок, подавлением волн-помех, временной миграцией до суммирования, построением временных и глубинных разрезов (обосновывается в проектной документации). Обработка ретроспективных сейсмических данных выполняется с уровня первичных полевых сейсмограмм.

Обработка сейсморазведочных данных МОГТ-2D (профилей) осуществляется с соблюдением следующих требований:

- Обработка данных сейсморазведки должна проводиться в широком диапазоне частот с сохранением истинного соотношения амплитуд, обеспечивать высокое соотношение сигнал/помеха и быть направлена на выявление динамических и кинематических особенностей сейсмической записи.

- Применение процедур обработки, направленных на подавление широкого класса волн-помех различного типа и обеспечивающих надежное прослеживание целевых



отражающих горизонтов и выделение тектонических нарушений.

– Обеспечение стабильности амплитудного и фазового спектров сейсмической записи с целью выполнения последующего прогноза литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств целевых объектов.

– Достижение максимально возможной разрешенности записи в целевых интервалах разреза, обеспечивающей требуемую детальность изучения и расчлененность продуктивных и перспективных пластов.

– С целью обоснования параметров графа обработки сейсмических данных МОГТ-2D необходимо выполнить тестирование и контроль амплитудно-частотных характеристик получаемых результатов после выполнения каждой значимой процедуры.

Обработка материалов сейсмогеологической МОГТ-2D должна выполняться с учётом поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий изучаемого района работ и решаемых геологических задач в соответствии с базовым графом обработки.

Базовый граф обработки сейсмических данных*:

Предварительная обработка.

1. Преобразование трасс из форматов SEG-Y или SEG-D во внутренний формат обрабатывающей системы.

2. Приведение данных о геометрии наблюдений (навигации) в единую систему прямоугольных координат.

3. Контроль качества и присвоение геометрии.

4. Ввод статических поправок за приливные движения.

5. Коррекция за движение сейсмоприёмников.

6. Ввод статических поправок за глубину погружения источников и приёмников.

7. Контроль качества данных с присвоенной геометрией, расчёт и визуализация атрибутов контроля качества (набор атрибутов - по согласованию с Заказчиком) на топографической основе.

8. Редакция трасс.

9. Устранение импульсных помех.

10. Подавление помех, вызванных волнением моря.

11. Антиалиасинговая фильтрация.

12. Компенсация за сферическое расхождение.

13. Предварительный анализ скоростей суммирования.

14. Построение предварительных временных разрезов ОСТ.

15. Увязка суммарных разрезов и сейсмограмм по площади исследований.

Сигнальная обработка.

16. Подавление нерегулярных помех.

17. Подавление регулярных помех, в т.ч. линейных помех и сейсмической интерференции.

18. Подавление вторичных пульсаций источника.

19. Адаптивное вычитание волн-спутников со стороны источника и приёмника с учётом переменной геометрии свободной поверхности (волнения моря). Требуется уточнение глубин погружения источников и приёмников в каждой точке.

20. Адаптивная сигнатурная деконволюция, позволяющая производить одновременную адаптацию как к теоретическому сигналу, так и к исходным сейсмограммам.

21. Прогнозирование поля кратных волн в водном слое, претерпевших переотражение как со стороны источника, так и со стороны приёмника. Использование алгоритмов подавления аляйсинг-помех (в особенности, при прогнозировании со стороны источника). Адаптивное вычитание полученного поля кратных волн из исходных данных.

22. Прогнозирование прочих кратных волн от дневной поверхности с последующим



* Детализация графа обработки указана в техническом задании на проектирование, утвержденном Федеральным агентством по недропользованию.

адаптивным вычитанием.

23. Подавление внутренних кратных волн посредством прогнозирования поля кратных волн при помощи интегрального оператора с последующим адаптивным вычитанием полученного поля из исходных данных (по согласованию с Заказчиком).

24. Анализ скоростей суммирования.

25. Коррекция влияния сложной ВЧР посредством расчёта и ввода поверхностно-согласованных статических поправок (по согласованию с Заказчиком).

26. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области линейного, параболического и гиперболического преобразования Радона (необходимо тестирование всех перечисленных способов, окончательный способ - по согласованию с Заказчиком).

27. Коррекция поглощения с использованием устойчивого оптимизационного способа получения оценки параметра частотно-зависимого поглощения с заданной степенью локальности. Коррекция поглощения в рамках минимально-фазовой модели.

28. Построение временных разрезов ОСТ.

29. Подготовка скоростей временной миграции суммарных разрезов.

30. Временная миграция суммарных разрезов.

31. Постмиграционная обработка результатов временной миграции суммарных разрезов (граф – по согласованию с Заказчиком).

32. Увязка обработанных результатов временной миграции суммарных разрезов по площади исследований.

Временная миграция до суммирования.

33. Регуляризация данных при помощи устойчивого к помехам метода, сохраняющего истинные относительные амплитуды.

34. Построение скоростной модели для временной миграции до суммирования посредством погоризонтного анализа скоростей миграции (MVA).

35. Построение модели параметра VTI-анизотропии при помощи миграционного анализа.

36. Анизотропная временная миграция до суммирования.

37. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех на сейсмограммах.

38. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.

39. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области параболического преобразования Радона (по согласованию с Заказчиком).

40. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).

41. Мьютинг и суммирование.

42. Постмиграционная обработка суммарных разрезов - результатов временной миграции до суммирования (граф – по согласованию с Заказчиком).

Построение глубинно-скоростной модели и глубинная миграция до суммирования

43. Специальная подготовка сейсмограмм для полноволновой инверсии (FWI).

44. Построение начальной скоростной модели методом гибридно-сеточной томографии или анализа скоростей миграции (необходимо тестирование обоих способов, выбор способа для производственной обработки – по согласованию с Заказчиком).

45. Построение глубинно-скоростной модели при помощи FWI.

46. Глубинная миграция до суммирования в обращенном времени (RTM) или посредством продолжения волнового поля в частотной области (OW WEM) (необходимо тестирование обоих способов, выбор способа финальной миграции – по согласованию с Заказчиком).

47. Преобразование сейсмограмм-результатов миграции в область времени.

48. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех.

49. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.

50. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической



фильтрации в области параболического преобразования Радова (по согласованию с Заказчиком).

51. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).

52. Мьютинг и суммирование.

53. Постмиграционная обработка суммарных разрезов – результатов миграции (граф – по согласованию с Заказчиком).

Интерпретация сейсмических данных по вновь полученным и ретроспективным сейсмическим данным общим объемом не менее 24 800 пог. км выполняется на основе интерпретационного сопровождения обработки (ИСО) с целью повышения качества выполняемых работ по обработке и переобработке сейсморазведочных данных МОГТ 2Д.

При ИСО осуществляется:

- Расчет синтетических сейсмограмм по имеющимся скважинам, при наличии в них акустического и плотностного каротажей и данных ВСП.
- Оценка сейсмических сигналов с учетом скважинных данных.
- Корреляция опорных отражающих горизонтов и расчет по ним сейсмических атрибутов RMS и когерентности;
- Определение полигонов, горизонтов и интервалов для применения параметров процедур обработки.

Для обеспечения ИСО сейсмических данных группа обработки должна предоставлять в группу интерпретации следующие данные после каждого этапа обработки:

- Сейсмограммы ОГТ в окрестностях опорных скважин и/или по характерным профилям.
- Мигрированные профили или части профилей с миграцией после суммирования в окрестностях опорных скважин.
- Результаты и иллюстрации тестирования этапов обработки.
- Разрезы скоростей (суммирования, миграции).
- Другие необходимые материалы по запросу Заказчика и группы интерпретации.

Оценка качества входной геолого-геофизической и промысловой информации:

- Создание цифровой базы данных интерпретационного проекта.
- Оценка качества сейсмических и скважинных данных. Определение возможности их использования для решения поставленных геологических задач.

- Увязка суммарных временных разрезов в пределах изучаемой площади в точках пересечения профилей, а также с волновыми полями прошлых лет. Построение схем/карт остаточных невязок.

- Проверка полноты и качества данных акустического (АК) и плотностного каротажей, а также степени влияния размеров каверн на измерения АК и плотностного каротажа.

- Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов, используя материалы ВСП/СК, результаты одномерного сейсмического моделирования (по данным акустического и плотностного каротажа); определение полярности сейсмических сигналов, проверка сейсмического импульса на соответствие нуль-фазовой форме и его латеральной устойчивости в пределах исследуемого района работ.

- Корреляция опорных и целевых отражающих горизонтов.

- Выделение и детальное трассирование тектонических нарушений с учётом региональных представлений о тектоническом строении района работ. Ранжирование тектонических нарушений по типам генерации.

- Построение карт изохрон по опорным и целевым отражающим горизонтам.

- Выбор и обоснование методики структурных построений.

- Построение структурных карт по опорным и целевым горизонтам*.



Работы проводятся с использованием следующих документов:

- Построение карт изопахит (толщин) основных интервалов разреза.
- Палеотектонический анализ на основе выравнивания волнового поля по границам перерывов осадконакопления. Составление тектонической схемы района работ.
- Сейсмостратиграфический анализ.
- Уточнение межскважинной корреляции ГИС с учётом сейсмостратиграфического расчленения сейсмических разрезов и увязки с ними разрезов скважин.
- Динамический анализ волнового поля. Расчет сейсмических атрибутов.
- Сейсмофациальный анализ (кластеризация) отражений в пределах целевых и перспективных интервалов разреза.
- Исследование природы амплитудных сейсмических аномалий на основе одномерного и двумерного (AVO/AVA) моделирования и установление их возможной связи с литологией, параметрами ФЕС, типом насыщающего флюида и мощностью перспективных на УВ объектов/пластов (1000 пог. км)..

Гравиразведка. Обработка гравиразведочных данных в объеме 7 500 пог.км выполняется с использованием специального пакета программ.

Увязка данных и ввод необходимых поправок, составление каталога гравиметрических пунктов, вычисление СКП измерений, выполнение целевых трансформаций, построение графиков и карты (схемы) изаномал силы тяжести и целевых трансформант, выделение локальных аномалий.

Интерпретация. Выявление тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента, построение плотностных разрезов осадочного чехла и фундамента.

Гидромагнитная съемка. Обработка гидромагниторазведочных данных в объеме 7 500 пог.км выполняется с использованием специального пакета программ.

Увязка данных, ввод необходимых поправок, составление каталога магнитометрических пунктов, вычисление СКП съемки, расчет целевых трансформант, построение графиков и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант, выделение локальных аномалий.

Интерпретация. Выявление тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента, выявление магнитных объектов в осадочном чехле, прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных:

Интерпретация данных гравиразведки и дифференциальной гидромагнитной съемки.

- Построение плотностных разрезов осадочного чехла и фундамента.
- Построение комплексных сейсмоплотностных и магнитных моделей по профилям и восстановление плотностных и магнитных свойств в пределах профилей. Число профилей согласуется с Заказчиком.
- Выявление магнитных объектов в осадочном чехле. Определение геометрии и глубины залегания аномалообразующих тел.
- Выделение тектонических нарушений в осадочном чехле и фундаменте.
- Прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента.

Обработка и интерпретация данных ГИС:

- Сшивка и увязка данных ГИС скважин, к которым будет проводиться привязка отражающих горизонтов.
- Коррекция, при необходимости, данных акустического и плотностного каротажей за влияние каверн.
- Обработка и интерпретация данных ГИС.
- Построение петроупругой модели, определение основных литотипов и

«Инструкция по оценке качества структурных построений и надёжности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ)»; Москва, 1984г.
«Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчёта запасов нефти и газа», Москва, 2006г.



петрофизическое моделирование изменений параметров резервуара с целью выяснения возможности сейсмического прогноза в опорных скважинах (не более 3-х скважин).

- Построение схем корреляции разрезов скважин, составление сводного геолого-геофизического разреза, характеризующего вертикальное литолого-стратиграфическое расчленение и нефтегазоносность разреза осадочного чехла Охотоморского шельфа в пределах полигона работ.

Интерпретация новых и ретроспективных сейсмических данных общим объемом не менее 24800 пог. км:

- Стратиграфическая привязка опорных и целевых отражающих горизонтов.
- Корреляция опорных и целевых отражающих горизонтов
- Выделение и трассирование тектонических нарушений различного ранга и кинематики.
- Анализ скоростей, построение глубинно-скоростной модели.
- Построение структурных карт с предоставлением оценки точности, по опорным и целевым отражающим горизонтам.
- Сеймостратиграфический анализ, построение схемы, иллюстрирующей критерии выделения границ комплексов и их соотношение с границами свит и нефтегазоносных комплексов.
- Палеоструктурный анализ и анализ унаследованности структурных осложнений.
- Литолого-фациальный и палеогеографический анализ по мезозойской и кайнозойской частям разреза, построение литолого-палеогеографических карт.
- Построение корреляционных схем и 2D литологических моделей с целью изучения особенностей распространения основных комплексов отложений.
- Актуализация схем тектонического и нефтегазогеологического районирования шельфа Охотского моря в пределах полигона работ.

Определение перспектив нефтегазоносности района работ:

- Выделение и оконтуривание локальных перспективных объектов и их ранжирование.
- Выделение перспективных зон для локализации ловушек неструктурного типа.
- Оценка ресурсов детерминистическим методом и геологических рисков.

7.3. Последовательность решения геологических задач:

7.3.1. Организация работ, выполнение морских геофизических исследований (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиразведка, магниторазведка в объеме 7 500 пог. км каждого метода), предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации;

7.3.2. Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 17 300 пог. км.

7.3.3. Обработка полученных геофизических материалов в объеме 7 500 пог. км;

7.3.4. Загрузка данных в рабочие станции и интерпретация материалов с использованием интерпретационного пакета программ в объеме не менее 24 800 пог. км;

7.3.6. Составление окончательного геологического отчета.

2 кв. 2020г. – 4 кв. 2020г.

- Получение лицензии и необходимых разрешений на производство работ;
- Организация полевых работ;
- Выполнение морских геофизических исследований (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиразведка, магниторазведка в объеме 7 500 пог. км каждого метода), предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации;
- Ликвидация полевых работ;
- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 5 800 пог. км;
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах проведенных работ.

1 кв. 2021г. – 4 кв. 2021г.

- Обработка полученных данных сейсморазведки в объеме 7 500 пог. км;



- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме **11 500** пог. км;
- Обработка полученных данных гравиразведки и гидромагниторазведки в объеме **7 500** пог. км;
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах проведенных работ.

И кв. 2022г. – 3 кв.2022г.

- Загрузка данных в рабочие станции и интерпретация ретроспективных и новых данных сейсморазведки с использованием интерпретационного пакета программ в объеме не менее **24 800** пог. км;
- Подготовка цифрового массива увязанных разрезов MOB OIGT 2D (в формате SEG-Y);
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах выполненных работ, окончательный геологический отчет.

8. Ожидаемые результаты работ (с указанием форм отчетной документации и перечня первичной и интерпретированной геологической информации о недрах)

8.1. Ожидаемые геологические результаты:

- 8.1.1. Уточнено геологическое строение осадочных бассейнов Охотского моря с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.
- 8.1.2. Уточнен региональный структурно-тектонический план с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.
- 8.1.3. Изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности.
- 8.1.4. Проведен сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ осадочного чехла бассейнов Охотского моря.
- 8.1.5. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных комплексов Охотского моря и зон возможного нефтегазонакопления с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

8.2. Отчетная документация

Форма, содержание и сроки предоставления отчетной документации определяются условиями Технического (геологического) Задания и нормативными актами Минприроды России и Федерального агентства по недропользованию.

Подрядчиком представляются Заказчику ежеквартальные, годовые информационные и окончательный геологический отчеты.

Окончательный геологический отчет составляется в соответствии с требованиями ГОСТа Р 53579-2009 и вместе с протоколом НТС Подрядчика представляется на рассмотрение и утверждение Заказчику.

Окончательный геологический отчет помимо электронных и бумажных копий текстовой и иллюстративной частей отчета должен содержать данные первичной, промежуточной и производной геолого-геофизической информации, в том числе на машинных носителях, содержащих неструктурированные и организованные первичные данные, цифровые материалы, автоматизированные и неавтоматизированные архивы первичных, промежуточных и производных данных.

Передача информации на машинных носителях осуществляется в соответствии с приказами и распоряжениями Роснедра, согласно «Методическим рекомендациям по учету, хранению и передаче фондовой информации на машинных носителях» (Росгеолфонд, 1997 г.), «Рекомендуемым программным средствам и форматам данных, представляемым в систему фондов геологической информации на машинных носителях» (письмо Росгеолфонда от 28.01.2005г. № К-01/75) с учетом инструктивно-методических документов ГБЦГИ и в соответствии с требованиями к содержанию геологической информации о недрах и формах её представления, утвержденными приказом Минприроды России №54 от 29.02.2016 г.

8.3. Перечень первичной информации о недрах:



- 8.3.1. Утвержденная проектная документация;
- 8.3.2. По навигационному обеспечению:
- Полевые навигационные данные в формате UKOOA (P2/94);
 - Обработанные навигационные данные, в формате UKOOA (P1/90);
 - Вспомогательные материалы:
 - отчет и данные по калибровке навигационного комплекса;
 - полный набор рапортов навигаторов;
 - полный набор отчетов навигаторов;
 - детальное описание заголовка навигационных данных;
 - каталог фактически отработанных профилей полной кратности в текстовом формате;
 - карта проектных профилей (preplot) и фактически отработанных (postplot) профилей.
 - Акт окончательной приемки навигационных материалов;
 - Описание использованной системы координат.
- 8.3.3. По сейсморазведочным работам:
- Отчет о результатах полевой экспресс-обработки с целью контроля качества сейсмических данных, включая временные разрезы (формат SEG-Y), разрезы ближних удалений (формат SEG-Y), файлы атрибутов и количественные оценки качества сейсмических записей.
 - Полевые сейсмические данные в формате SEG-D
 - Ежедневные и ежемесячные тесты SEG-D и SEG-Y
 - Вспомогательные материалы:
 - полный набор рапортов операторов;
 - ежедневные тесты сейсмостанции;
 - ежемесячные тесты сейсмостанции;
 - сигнатура источника в дальней зоне;
 - тест соответствия пневмонсточников (bubble test);
 - детальное описание заголовка сейсмических данных;
 - Полевые сейсмограммы с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
 - Записи сигналов с гидрофонов зоны ближнего поля;
 - Ежедневные рапорты Начальника партии;
 - Полевой отчет Начальника партии;
 - Акт окончательной приемки полевых материалов от исполнителя
- 8.3.4. По гравиразведочным работам:
- файлы первичных материалов;
 - журнал наблюдений в табличной форме;
 - результаты аппаратных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
 - результаты опорных наблюдений до выхода в море и после возвращения;
 - Акты окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.
- 8.3.5. По гидромагнитной съемке:
- файлы первичных материалов;
 - журнал наблюдений в табличной форме;
 - результаты аппаратных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
 - Акт окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.
- 8.4. Перечень интерпретированной информации о недрах:**
- 8.4.1. Результаты обработки материалов:
- 8.4.1.1. Результаты обработки вновь полученных и ретроспективных сейсмических материалов:
- исходные сейсмограммы ОПВ с введенной геометрией (SEG-Y);



- окончательные сейсмограммы ОГТ с введенными финальными статическими и кинематическими поправками (SEG-Y);
- окончательные суммарные разрезы (SEG-Y);
- окончательные суммарные разрезы после временной миграции до суммирования (SEG-Y);
- окончательные скорости суммирования (ASCII);
- скорости миграции (SEG-Y, ASCII);
- статические поправки (априорные, корректирующие) (ASCII);
- сейсмограммы ОГТ после сигнальной обработки с введенными финальными статическими и кинематическими поправками (SEG-Y);
 - разрезы параметра VTI (η);
 - сейсмограммы общей точки отражения (ОТО) после анизотропной временной миграции до суммирования (SEG-Y);
 - окончательные суммарные разрезы после анизотропной временной миграции до суммирования (SEG-Y);
 - глубинно-скоростные модели (SEG-Y);
 - сейсмограммы общей точки отражения (ОТО) после глубинной миграции до суммирования во временной области (SEG-Y);
 - окончательные суммарные разрезы после глубинной миграции до суммирования (SEG-Y) во временной и глубинной области (SEG-Y).

8.4.1.2. Результаты обработки вновь полученных гравиметрических и гидромагнитных материалов:

- графики и карты (схемы) изаномал силы тяжести и целевых трансформант, карты локальных аномалий аномальных гравитационного в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети формате ASCII-grid;
- графики и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант, карта локальных аномалий в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети в формате ASCII-grid

8.4.2. Результаты комплексной интерпретации:

8.4.2.1. Карты геофизической изученности (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате shp-файла.

8.4.2.2. Уточненное геологическое строение осадочного чехла бассейнов Охотского моря в виде:

- сейсмических временных и глубинных динамических разрезов по линиям отработанных профилей (горизонтальный масштаб 1:200 000, вертикальный масштаб: по согласованию), в том числе в формате SEG-Y;
- сейсмогеологических разрезов по характерным профилям (горизонтальный масштаб 1:500 000, вертикальный масштаб: по согласованию);
- карт изохрон и структурных карт по поверхности фундамента и по основным отражающим горизонтам в отложениях осадочного чехла (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid;
- карт мощности осадочного чехла и перспективных сейсмокомплексов (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid;
- результатов AVO анализа (раздел текста с иллюстрациями); в том числе разрезы градиента, интерсепта, угловые суммы в четырех диапазонах углов (формат SEG-Y);
- объемной глубинно-скоростной модели (ASCII);
- карты рельефа дна (ASCII-grid).

8.4.2.3. Региональный структурно-тектонический план бассейнов с элементами разломно-блоковой тектоники фундамента в виде:

- карты (схемы) тектонического районирования (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде shp-файла;
- карты (схемы) поверхности фундамента, построенная с учетом данных потенциальных полей (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid либо shp-файлы.



8.4.2.4. Сейсмостратиграфическая схема кайнозойских отложений (раздел текста с иллюстрациями).

8.4.2.5. Карта перспектив нефтегазоносности (масштаб 1:2 000 000) в виде shp-файла.

8.4.2.6. Геолого-геофизическая основа для актуализации схемы нефтегазогеологического районирования в виде:

- Литофациальных и палеографических карт (масштаб 1:2 000 000) в виде shp-файла;
- Анализа материалов по ранее выявленным локальным объектам.

9. Порядок приемки отчетных материалов

Ежеквартальные и годовые отчеты представляются Заказчику на машинных носителях и принимаются в установленном порядке.

Годовые информационные геологические отчеты представляются Заказчику после их утверждения на НТС Подрядчика.

Приёмка окончательного геологического отчета производится Заказчиком в установленном порядке.

10. Сроки проведения работ:

- начало работ: - II квартал 2020 г;
- окончание работ: - III квартал 2022 г.

11. Рассылка (тиражирование) отчетных материалов

Информационные годовые геологические отчеты и окончательный геологический отчет представляются Заказчику на бумажных и машинных носителях.



В ТОМ ЧИСЛЕ НА 2020 ГОД

1. Целевое назначение работ:

Изучение регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

2. Пространственные границы объекта:

Акватория Охотского моря в пределах номенклатурных листов L-54, L-55; M-54; M-55; M-56; N-54; N-55; N-56; O-54; O-55; O-56 международной разграфки карты масштаба 1:1 000 000.

Координаты угловых точек площади полевых работ (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	46	01	10.2	142	10	44.4
2	45	42	42.8	142	08	52.8
3	44	43	59.2	146	01	26.4
4	45	03	45.0	146	17	24.0
5	48	04	56.6	152	02	38.4
6	49	32	15.4	152	46	01.2
7	50	06	13.0	154	33	10.9
8	56	06	00.0	153	56	60.0
9	57	47	60.0	154	19	58.8
10	58	30	00.0	155	00	00.0
11	59	01	50.2	154	30	47.6
12	58	47	30.1	152	56	42.0
13	57	40	03.0	152	59	42.0
14	57	39	45.0	151	45	00.0
15	57	39	45.0	150	59	45.6
16	57	29	13.6	145	32	06.0
17	56	11	35.2	145	38	52.8
18	56	09	45.0	143	42	50.4
19	55	54	24.1	140	42	32.4
20	53	50	47.9	141	12	03.6
21	53	50	28.0	142	15	21.6
22	54	24	43.1	142	01	40.8
23	54	30	24.9	142	52	19.2
24	54	00	01.8	143	07	19.2
25	53	58	22.8	144	08	09.6
26	50	43	54.9	144	58	48.0
27	50	45	42.8	143	54	18.0
28	50	28	42.2	144	00	18.0
29	50	17	55.7	145	05	20.4
30	49	36	15.8	145	23	09.6
31	49	25	39.4	144	20	34.8
32	48	40	30.8	144	51	10.8
33	48	34	04.8	144	46	37.2
34	49	04	03.9	142	57	18.0

от точки 34 до точки 1 граница объекта проходит по сухопутной границе о. Сахалин

Площадь исследуемого участка 897 570,6 км².



Максимальная глубина изучения – не менее 12 км.
Целевой интервал исследований – 2-8 км.

Координаты угловых точек площади обобщения (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	53	50	57.84	141	11	34.80
2	57	42	35.64	140	15	14.40
от точки 2 до точки 3 граница объекта проходит по административным границам Хабаровского края и Магаданской области						
3	59	01	53.76	154	01	26.40
4	58	43	39.72	158	16	37.20
5	58	02	22.92	157	43	08.40
от точки 5 до точки 6 граница объекта проходит по сухопутной границе п-ова Камчатка						
6	51	24	38.16	156	28	51.60
7	51	04	39.36	156	33	14.40
8	50	52	45.48	156	26	06.00
9	50	47	30.12	156	02	31.20
10	50	15	37.44	155	11	56.40
11	49	37	40.08	154	45	21.60
12	48	53	60.00	154	04	19.20
13	48	19	36.84	153	12	18.00
14	47	59	50.64	153	04	37.20
15	47	45	28.08	152	55	55.20
16	46	52	23.88	151	45	07.20
17	46	33	01.08	150	52	37.20
18	46	03	19.44	149	53	27.60
19	45	34	22.08	148	50	16.80
20	45	24	23.40	147	50	24.00
21	45	04	56.28	147	25	48.00
22	44	49	33.60	147	04	51.60
23	44	35	18.60	146	53	13.20
24	44	31	32.88	146	08	31.20
25	44	32	14.28	145	12	07.20
26	44	24	20.52	144	43	48.00
27	44	28	22.08	144	13	08.40
28	44	44	53.52	143	37	55.20
29	45	31	22.08	142	41	06.00
30	45	42	51.84	142	09	07.20
31	46	00	47.52	142	10	37.20
от точки 31 до точки 32 граница объекта проходит по сухопутной границе о.Сахалин						
32	53	56	51.72	142	40	58.80
33	53	51	23.76	142	40	08.40

3. Основные оценочные параметры:

3.1. Соответствие действующим инструкциям по методам исследований, нормативным правовым актам, приказам и распоряжениям Минприроды России и Роснедра, утвержденной проектной документации на выполнение геологоразведочных работ по объекту.

3.2. Проведение комплексных полевых геофизических работ в соответствии со следующими инструкциями: «Инструкция по морской магнитной съемке», (ИМ-86), 1986г.; «Инструкция по морской гравиметрической съемке», (ИГ-78), 1979г.; «Инструкция по



морской сейсморазведке и сейсмоакустике», 1986г.; «Инструкции по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ», Новосибирск. СНИИГТыМС. 1997.

3.3. Соответствие требованиям нормативно-методических документов, приказам и распоряжениям Минприроды России и Роснедра по созданию, сопровождению, поставке и приемке геологоразведочной продукции и её представления Заказчику и в банк цифровой геологической информации о недропользовании: действующим стандартам, инструкциям и рекомендациям по комплексу и отдельным видам геолого-геофизических и топографо-геодезических (навигационных) работ.

3.4. Полнота использования геологических и геофизических данных и компьютерных технологий для составления отчетных материалов и проведения контроля качества геолого-геофизической продукции.

3.5. В соответствии со ст. 6 Закона Российской Федерации «О недрах» оформляется лицензия на пользование недрами.

3.6. Критерии оценки:

7. максимальная глубина изучения – не менее 12 км;
8. целевой интервал исследований 2-8 км;
9. масштаб съемки 1:2 000 000.

3.7. Соответствие параметрам методики работ, представленным в разделе 4.2.3 и 4.2.4, а также в Техническом задании на проектирование, утвержденном Федеральным агентством по недропользованию.

4. Основные геологические задачи, последовательность и основные методы их решения

4.1. Основные геологические задачи:

4.1.1. Изучение геологического строения Охотского моря на основе проведения комплексных морских геофизических исследований.

4.2. Основные методы решения:

4.2.1. Полевые работы:

Комплексные геофизические исследования:

- сейсморазведочные исследования МОВ ОГТ 2D (с буксируемой косой) – 7 500 пог. км;
- гравиметрия надводная – 7 500 пог. км;
- дифференциальная гидромагнитометрия – 7 500 пог. км.
- предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации.

При проведении полевых работ должен осуществляться контроль выполнения требований проектной документации в установленном Федеральным агентством по недропользованию порядке.

4.2.2. Камеральные работы:

- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 5 800 пог.км.

При проведении работ по обработке полученных геофизических материалов, должен осуществляться контроль выполнения требований проектной документации в установленном Федеральным агентством по недропользованию порядке.

4.2.3. Методика полевых работ:

4.2.3.1. Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в объеме 7 500 пог. км (полнократных).

№ п/п	Основные параметры методики полевых наблюдений сейсморазведки	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	МОВ ОГТ 2D
2.	Тип сейсмостанции, разрядность (бит)	Не менее 24



3.	Количество каналов (используемое)	Не менее 480
4.	Шаг дискретизации, мс	2
5.	Тип сейсмоприемников	гидрофон
6.	Расстояние между пунктами возбуждения колебаний, м	37,5
7.	Система наблюдений	фланговая
8.	База группирования СП, м	12,5
9.	Номинальная кратность (в зоне полнократного ОГТ)	108
10.	Минимальная разрешенная кратность (в зоне полнократного ОГТ)	100
11.	Расстояние между центрами групп СП, м	12,5
12.	Глубина буксировки приемного устройства, м	7-9
13.	Минимальное расстояние ПВ – ПН, м	Не более 160
14.	Максимальное расстояние ПВ – ПН, м	Не менее 8100
15.	Для невзрывных (ПИ) источников*: объем, куб. дюйм	Не менее 3800
16.	Длина записи, с.	12
17.	Формат записи	SEG-Y, SEG-D
18.	Точность планово-высотной привязки пунктов физических наблюдений	± 5 м

* - в случае наличия сложной гидрометеорологической обстановки и рисков повреждения оборудования допускается изменение объемов источников.

4.2.3.2. Надводная гравиметрия в объеме 7 500 пог. км (выполняется совместно с сейсморазведкой и гидромагнитометрией).

№ п.п.	Основные характеристики методики полевых наблюдений	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	Надводная гравиметрия
2.	Тип гравиметра	морской
3.	Количество гравиметров*, шт	2
4.	Среднеквадратическая погрешность измерений (СКП) не хуже, мГал	± 1
5.	Шаг наблюдений по профилю**, м	Не более 50
6.	Точность плановой привязки не хуже, м	± 5 м

* - один из которых запасной.

** - обосновывается в проектной документации

4.2.3.3. Гидромагнитометрия в объеме 7 500 пог. км (выполняется совместно с сейсморазведкой и надводной гравиметрией).

№ п.п.	Основные характеристики методики полевых наблюдений	Характеристики Параметры
1	2	3
1.	Метод	Гидромагнитометрия
2.	Тип магнитометра	морской
3.	Количество магнитометров*, шт	2
4.	Среднеквадратическая погрешность съемки (СКП) не хуже, нТл	± 5
5.	Шаг наблюдений по профилю**, м	Не более 50
6.	Точность плановой привязки не хуже, м	± 5 м

* - обосновывается в проектной документации, а также в случае сложной



гидрометеорологической обстановки и возникновения риска повреждения забортного оборудования допускается использования одного магнитометра с введением поправок от магнитовариационных станций.

** - обосновывается в проектной документации

Схема профилей и их координаты согласовываются с Заказчиком дополнительно на стадии проектирования работ. При проектировании положения каждого профиля Исполнитель определяет глубину моря по профилю, и в случае, если из-за предельно малых глубин или обнажений становится невозможной отработка профиля или его части, по согласованию с Заказчиком такой профиль может быть смещен/ изломан/ подвернут/ искривлен или укорочен с сохранением общего объема профилей.

4.2.3.4. Предварительная обработка материалов.

Сейсморазведка.

Выполнение предварительной обработки сейсмических данных проводится на борту судна с целью оперативного контроля качества получаемых данных и подготовки полевых материалов для последующей обработки на береговом вычислительном центре.

Для предварительной обработки сейсмических данных используются рабочие станции с вычислительной мощностью, обеспечивающей выполнение контроля качества и экспресс-обработки в реальном времени, с использованием пакета обрабатывающих программ, принятые стандартами отрасли.

Результаты предварительной обработки представляются в виде предварительных временных разрезов на магнитных носителях в формате SEG-Y.

Гравиразведка.

Контроль качества измерений выполняется оператором в режиме реального времени по показаниям индикаторов, расположенных на пульте управления гиролатформы, по показаниям индикаторов электропитания, по значениям температурного режима; по значениям параметров технических характеристик гравиметров, а также путем проверки качества сигнала, наличия сбоев и отказов.

Дифференциальная гидромагниторазведка.

Контроль качества измерений выполняется оператором в режиме реального времени по показаниям индикаторов и диаграмм значений магнитного поля и уровня сигнала, а также путем проверки качества сигнала, наличия сбоев и отказов.

4.2.4. Камеральная обработка и комплексная интерпретация материалов

Цифровая обработка производится на современном оборудовании с помощью современных программ.

Сейсморазведка.

Обработка сейсмических данных. Цифровая обработка ретроспективных сейсмических данных в объеме 5 800 пог.км выполняется с целью достижения максимальной разрешенности сейсмической записи и максимальной прослеживаемости отражающих горизонтов, с итеративной коррекцией кинематических поправок, подавлением волн-помех, временной миграцией до суммирования, построением временных и глубинных разрезов (обосновывается в проектной документации). Обработка ретроспективных сейсмических данных выполняется с уровня первичных полевых сейсмограмм.

Обработка должна выполняться в соответствии со следующим графом:

Предварительная обработка

1. Преобразование трасс из форматов SEG-Y или SEG-D во внутренний формат обрабатывающей системы.
2. Приведение данных о геометрии наблюдений (навигации) в единую систему прямоугольных координат.
3. Контроль качества и присвоение геометрии.



4. Ввод статических поправок за приливные движения.
5. Коррекция за движение сейсмоприёмников.
6. Ввод статических поправок за глубину погружения источников и приёмников.
7. Контроль качества данных с присвоенной геометрией, расчёт и визуализация атрибутов контроля качества (набор атрибутов - по согласованию с Заказчиком) на топографической основе.
8. Редакция трасс.
9. Устранение импульсных помех.
10. Подавление помех, вызванных волнением моря.
11. Антиалийсинговая фильтрация.
12. Компенсация за сферическое расхождение.
13. Предварительный анализ скоростей суммирования.
14. Построение предварительных временных разрезов ОСТ.
15. Увязка суммарных разрезов и сейсмограмм по площади исследований.

Сигнальная обработка

16. Подавление нерегулярных помех.
17. Подавление регулярных помех, в т.ч. линейных помех и сейсмической интерференции.
18. Подавление вторичных пульсаций источника.
19. Адаптивное вычитание волн-спутников со стороны источника и приёмника с учётом переменной геометрии свободной поверхности (волнения моря). Требуется уточнение глубин погружения источников и приёмников в каждой точке.
20. Адаптивная сигнатурная деконволюция, позволяющая производить одновременную адаптацию как к теоретическому сигналу, так и к исходным сейсмограммам.
21. Прогнозирование поля кратных волн в водном слое, претерпевших переотражение как со стороны источника, так и со стороны приёмника. Использование алгоритмов подавления аляйсинг-помех (в особенности, при прогнозировании со стороны источника). Адаптивное вычитание полученного поля кратных волн из исходных данных.
22. Прогнозирование прочих кратных волн от дневной поверхности с последующим адаптивным вычитанием.
23. Подавление внутренних кратных волн посредством прогнозирования поля кратных волн при помощи интегрального оператора с последующим адаптивным вычитанием полученного поля из исходных данных (по согласованию с Заказчиком).
24. Анализ скоростей суммирования.
25. Коррекция влияния сложной ВЧР посредством расчёта и ввода поверхностно-согласованных статических поправок (по согласованию с Заказчиком).
26. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области линейного, параболического и гиперболического преобразования Радона (необходимо тестирование всех перечисленных способов, окончательный способ - по согласованию с Заказчиком).
27. Коррекция поглощения с использованием устойчивого оптимизационного способа получения оценки параметра частотно-зависимого поглощения с заданной степенью локальности. Коррекция поглощения в рамках минимально-фазовой модели.
28. Построение временных разрезов ОСТ.
29. Подготовка скоростей временной миграции суммарных разрезов.
30. Временная миграция суммарных разрезов.
31. Постмиграционная обработка результатов временной миграции суммарных разрезов (граф – по согласованию с Заказчиком).
32. Увязка обработанных результатов временной миграции суммарных разрезов по площади исследований.

Временная миграция до суммирования

33. Регуляризация данных при помощи устойчивого к помехам метода, сохраняющего истинные относительные амплитуды.
34. Построение скоростной модели для временной миграции до суммирования



посредством погоризонтного анализа скоростей миграции (MVA).

35. Построение модели параметра VTI-анизотропии при помощи миграционного анализа.
36. Анизотропная временная миграция до суммирования.
37. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех на сейсмограммах.
38. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.
39. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области параболического преобразования Радона (по согласованию с Заказчиком).
40. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).
41. Мьютинг и суммирование.
42. Постмиграционная обработка суммарных разрезов - результатов временной миграции до суммирования (граф – по согласованию с Заказчиком).
Построение глубинно-скоростной модели и глубинная миграция до суммирования
43. Специальная подготовка сейсмограмм для полноволновой инверсии (FWI).
44. Построение начальной скоростной модели методом гибридно-сеточной томографии или анализа скоростей миграции (необходимо тестирование обоих способов, выбор способа для производственной обработки – по согласованию с Заказчиком).
45. Построение глубинно-скоростной модели при помощи FWI.
46. Глубинная миграция до суммирования в обращенном времени (RTM) или посредством продолжения волнового поля в частотной области (OW WEM) (необходимо тестирование обоих способов, выбор способа финальной миграции – по согласованию с Заказчиком).
47. Преобразование сейсмограмм-результатов миграции в область времени.
48. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех.
49. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.
50. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области параболического преобразования Радона (по согласованию с Заказчиком).
51. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).
52. Мьютинг и суммирование.
53. Постмиграционная обработка суммарных разрезов – результатов миграции (граф – по согласованию с Заказчиком).
54. Расчёт атрибутов AVO/AVA (набор атрибутов и параметры расчёта – по согласованию с Заказчиком).

4.3. Последовательность решения геологических задач.

2 кв. 2020г. – 4 кв. 2020г.

- Получение лицензии и необходимых разрешений на производство работ;
- Организация полевых работ;
- Выполнение морских геофизических исследований (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиразведка, магниторазведка в объеме 7 500 пог. км каждого метода), предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации;
- Ликвидация полевых работ;
- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме -5 800 пог. км;
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах проведенных работ.

5. Ожидаемые результаты работ (с указанием форм отчетной документации и перечня первичной и интерпретированной геологической информации о недрах)

5.1. Отчетная документация:

Форма, содержание и сроки предоставления отчетной документации определяются условиями Технического (геологического) Задания и нормативными актами Минприроды России и Федерального агентства по недропользованию.

Подрядчиком представляются Заказчику ежеквартальные и годовой информационный



геологический отчеты.

5.2. Перечень первичной информации о недрах:

5.1.1. Утвержденная проектная документация.

5.1.2. По навигационному обеспечению:

- Полевые навигационные данные в формате UKOOA (P2/94);
- Обработанные навигационные данные, в формате UKOOA (P1/90);
- Вспомогательные материалы:
 - отчет и данные по калибровке навигационного комплекса;
 - полный набор рапортов навигаторов;
 - полный набор отчетов навигаторов;
 - детальное описание заголовка навигационных данных;
 - каталог фактически отработанных профилей полной кратности в

текстовом формате;

- карта проектных профилей (preplot) и фактически отработанных (postplot) профилей.

- Акт окончательной приемки навигационных материалов;
- Описание использованной системы координат.

5.1.3. По сейсморазведочным работам:

- Отчет о результатах полевой экспресс-обработки с целью контроля качества сейсмических данных, включая временные разрезы (формат SEG-Y), разрезы ближних удалений (формат SEG-Y), файлы атрибутов и количественные оценки качества сейсмических записей.

- Полевые сейсмические данные в формате SEG-D
- Ежедневные и ежемесячные тесты SEG-D и SEG-Y
- Вспомогательные материалы:
 - полный набор рапортов операторов;
 - ежедневные тесты сейсмостанции;
 - ежемесячные тесты сейсмостанции;
 - сигнатура источника в дальней зоне;
 - тест соответствия пневмоисточников (bubble test);
 - детальное описание заголовка сейсмических данных;
- Полевые сейсмограммы с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
- Записи сигналов с гидрофонов зоны ближнего поля;
- Ежедневные рапорты Начальника партии;
- Полевой отчет Начальника партии;
- Акт окончательной приемки полевых материалов от исполнителя

5.1.4. По гравиразведочным работам:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;
- результаты аппаратурных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- результаты опорных наблюдений до выхода в море и после возвращения;
- Акты окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.

5.1.5. По гидромагнитной съемке:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;
- результаты аппаратурных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- Акт окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.

5.3. Перечень интерпретированной информации о недрах:

5.3.1. Карты геофизической изученности (масштаб 1:2 000 000).

6. Порядок приемки отчетных материалов



Ежеквартальные и годовые отчеты представляются Заказчику на машинных носителях и принимаются в установленном порядке.

Годовой информационный геологический отчет представляется Заказчику после его утверждения на НТС Подрядчика.

7. Сроки проведения работ:

Начало работ: - II квартал 2020 г.
Окончание работ: - IV квартал 2020 г.

Согласовано



М.Б. Скворцов



**II. ПРОЕКТ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО РЕГИОНАЛЬНОМУ
ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ ИЗУЧЕНИЮ НЕДР**

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ

Настоящим проектом предусматривается проведение комплексных геофизических исследований в акватории Охотского моря с целью изучения регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоносных комплексов и зон возможного нефтегазоаккумуляции, уточнения нефтегазогеологического районирования.

Основанием для проведения работ является Государственное задание ФГБУ «ВНИГНИ» и Перечень новых объектов геологоразведочных работ, связанных с геологическим изучением недр, финансируемых за счет субсидии на финансовое обеспечение выполнения государственного задания на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов, утвержденный приказом Федерального агентства по недропользованию от 25.03.2020 г. №128.

Охотское море представляет собой глобальный природный объект, включающий осадочные бассейны, которые являются одним из основных условий для образования и формирования залежей углеводородов. На северо-восточном шельфе Сахалина открыты крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения. Бурение поисковых скважин на Магаданском и Западно-Камчатском шельфах до настоящего времени не принесло открытий месторождений. Несмотря на то, что геологоразведочные работы в Охотском море дали обширную информацию о строении региона, Центрально- и Южно-Охотские районы всё также остаются слабо изученными. Выполнение работ позволит увеличить плотность сейсмических профилей в этих частях Охотского шельфа.

Проведение комплексных геофизических исследований на современном техническом уровне позволит изучить строение комплексов осадочного чехла и структуру фундамента в районе исследований на глубину не менее 12 км, трассировать тектонические нарушения в осадочном чехле и фундаменте, выявить перспективные зоны и объекты потенциального УВ-накопления, в том числе неструктурного типа. Существующие сегодня современные программно-аппаратурные возможности сейсморазведки МОВ ОГТ 2D с длиной сейсмической записи 12 секунд позволят решить поставленные задачи, повысить детальность расчленения разреза и надежность определения скоростных характеристик, необходимых для уточнения стратификации комплексов осадочного чехла и фундамента.

Методика проектируемых работ определяется в соответствии с параметрами технического (геологического) задания на проведение полевых и камеральных работ, действующими инструкциями, нормативными правовыми актами, приказами и распоряжениями Минприроды России и Роснедра. Проектируемые работы будут выполняться в период II квартал 2021 г. – III квартал 2022 г.

При проектировании работ использовался многолетний опыт ОАО «МАГЭ» и АО «Росгео» в проведении аналогичных исследований в рамках объектов государственных заказов.

В результате комплексной интерпретации геофизических данных будет уточнено геологическое строение осадочных бассейнов Охотского моря с учетом новых комплексных морских геофизических исследований. Уточнен региональный структурно-тектонический план с учетом новых комплексных морских геофизических исследований. Изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности. Проведен

сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ осадочного чехла бассейнов Охотского моря. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных комплексов Охотского моря и зон возможного нефтегазонакопления с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

В географическом отношении район работ расположен в акватория Охотского моря в пределах номенклатурных листов L-54, L-55; M-54; M-55; M-56; N-54; N-55; N-56; O-54; O-55; O-56 международной разграфки карты масштаба 1:1 000 000.

Расположение объекта показано на Рис.1. В таблицах 1 и 2 приведены координаты угловых точек полигонов полевых работ и площади обобщения. Площадь полигона проведения полевых работ составляет 897 570,6 км².

Таблица 1 - Координаты угловых точек площади полевых работ (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	46	01	10.2	142	10	44.4
2	45	42	42.8	142	08	52.8
3	44	43	59.2	146	01	26.4
4	45	03	45.0	146	17	24.0
5	48	04	56.6	152	02	38.4
6	49	32	15.4	152	46	01.2
7	50	06	13.0	154	33	10.9
8	56	06	00.0	153	56	60.0
9	57	47	60.0	154	19	58.8
10	58	30	00.0	155	00	00.0
11	59	01	50.2	154	30	47.6
12	58	47	30.1	152	56	42.0
13	57	40	03.0	152	59	42.0
14	57	39	45.0	151	45	00.0
15	57	39	45.0	150	59	45.6
16	57	29	13.6	145	32	06.0
17	56	11	35.2	145	38	52.8
18	56	09	45.0	143	42	50.4
19	55	54	24.1	140	42	32.4
20	53	50	47.9	141	12	03.6
21	53	50	28.0	142	15	21.6
22	54	24	43.1	142	01	40.8
23	54	30	24.9	142	52	19.2
24	54	00	01.8	143	07	19.2
25	53	58	22.8	144	08	09.6
26	50	43	54.9	144	58	48.0
27	50	45	42.8	143	54	18.0
28	50	28	42.2	144	00	18.0
29	50	17	55.7	145	05	20.4
30	49	36	15.8	145	23	09.6
31	49	25	39.4	144	20	34.8
32	48	40	30.8	144	51	10.8
33	48	34	04.8	144	46	37.2
34	49	04	03.9	142	57	18.0
от точки 34 до точки 1 граница объекта проходит по сухопутной границе о. Сахалин						

Таблица 2. Координаты угловых точек площади обобщения (СК-42):

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	2	3	4	5	6	7
1	53	50	57.84	141	11	34.80
2	57	42	35.64	140	15	14.40
от точки 2 до точки 3 граница объекта проходит по административным границам Хабаровского края и Магаданской области						
3	59	01	53.76	154	01	26.40
4	58	43	39.72	158	16	37.20
5	58	02	22.92	157	43	08.40
от точки 5 до точки 6 граница объекта проходит по сухопутной границе п-ова Камчатка						
6	51	24	38.16	156	28	51.60
7	51	04	39.36	156	33	14.40
8	50	52	45.48	156	26	06.00
9	50	47	30.12	156	02	31.20
10	50	15	37.44	155	11	56.40
11	49	37	40.08	154	45	21.60
12	48	53	60.00	154	04	19.20
13	48	19	36.84	153	12	18.00
14	47	59	50.64	153	04	37.20
15	47	45	28.08	152	55	55.20
16	46	52	23.88	151	45	07.20
17	46	33	01.08	150	52	37.20
18	46	03	19.44	149	53	27.60
19	45	34	22.08	148	50	16.80
20	45	24	23.40	147	50	24.00
21	45	04	56.28	147	25	48.00
22	44	49	33.60	147	04	51.60
23	44	35	18.60	146	53	13.20
24	44	31	32.88	146	08	31.20
25	44	32	14.28	145	12	07.20
26	44	24	20.52	144	43	48.00
27	44	28	22.08	144	13	08.40
28	44	44	53.52	143	37	55.20
29	45	31	22.08	142	41	06.00
30	45	42	51.84	142	09	07.20
31	46	00	47.52	142	10	37.20
от точки 31 до точки 32 граница объекта проходит по сухопутной границе о.Сахалин						
32	53	56	51.72	142	40	58.80
33	53	51	23.76	142	40	08.40

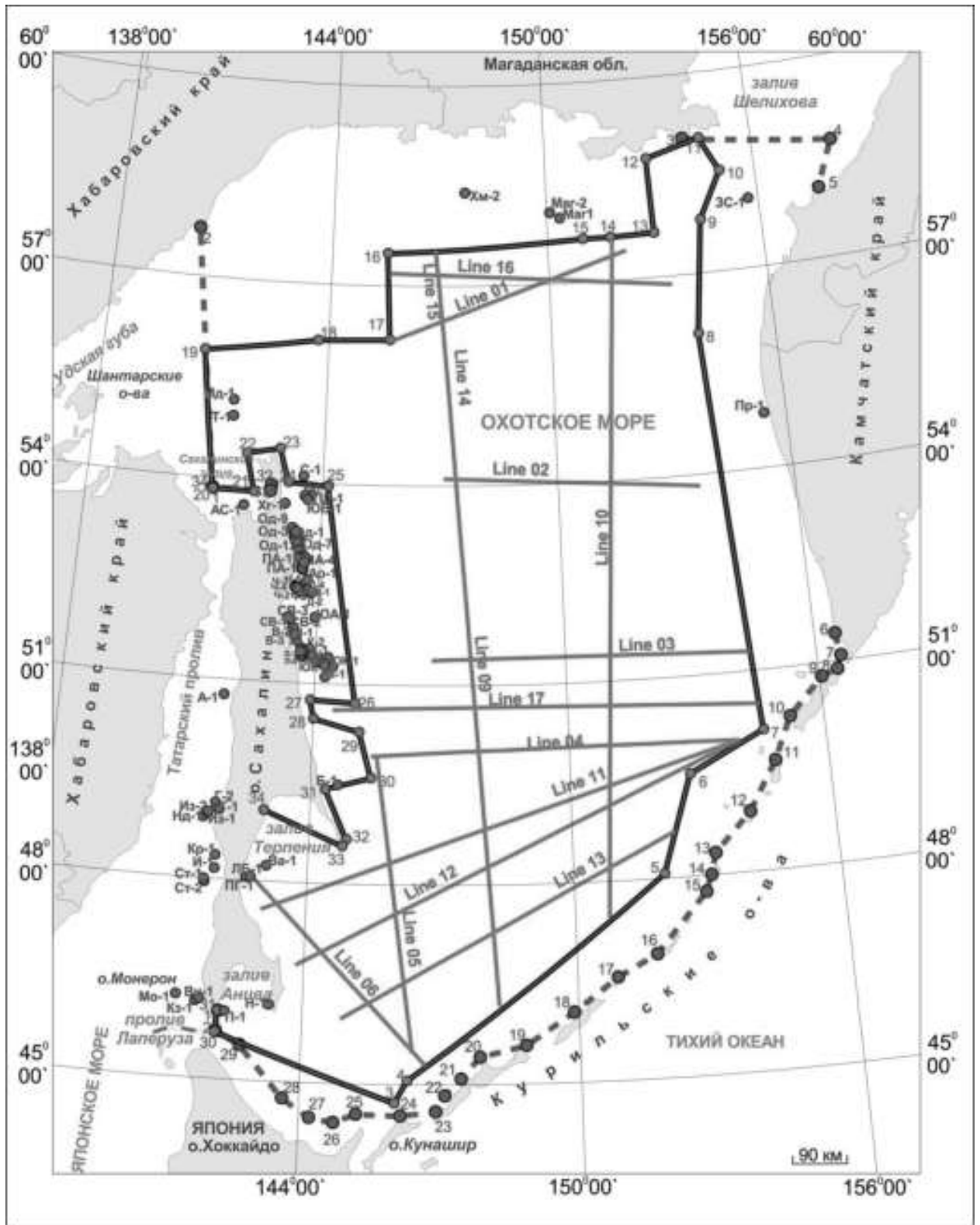


Рис.1. Схема расположения района работ

Охотское море расположено в северо-западной части Тихого океана и по своему географическому положению относится к типу окраинных морей (Рис.2). Оно омывает берега Азии на севере и отделено от океана на юго-востоке грядami Курильских островов и полуостровом Камчатка. Западная граница моря проходит по восточному побережью о. Сахалин и о. Хоккайдо.

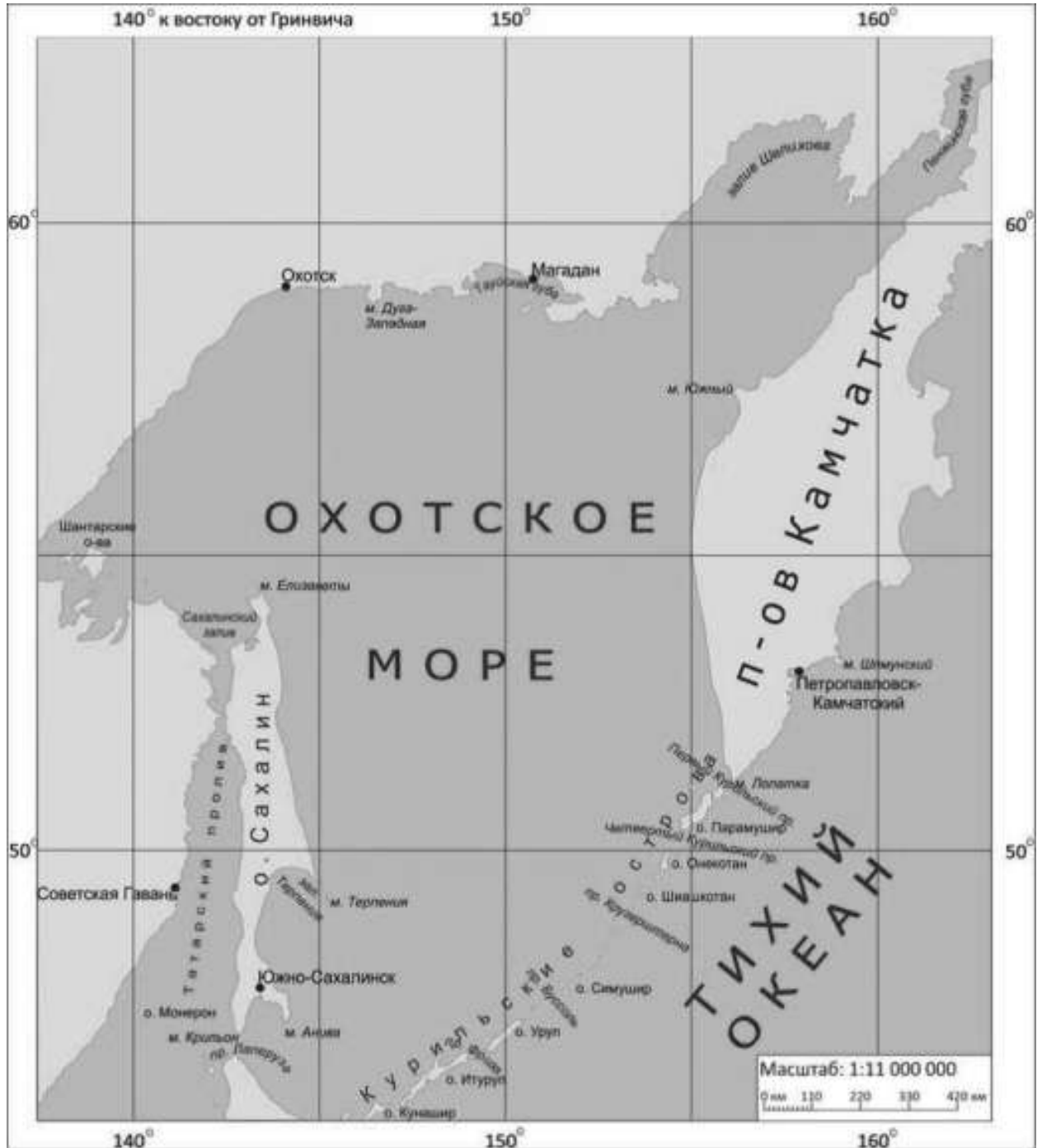


Рис.2. Обзорная схема Охотского моря

Море значительно вытянуто с юго-запада на северо-восток в пределах трапеции с координатами $43^{\circ}43'$ - $62^{\circ}42'$ с. ш. и $135^{\circ}10'$ - $164^{\circ}45'$ в. д. и расширено примерно в своей центральной части. Наибольшая длина акватории в этом направлении равна 2463 км, а ширина достигает 1500 км. Площадь составляет 1603 тыс. км², протяженность береговой

линии — 10 460 км, а суммарный объём вод моря — 1316 тыс. км³. Средняя глубина моря 821 м, максимальная глубина — 3916 м (в Курильской котловине).

В рельефе дна Охотского моря выделяют материковые и островные отмели, материковый склон и глубоководная котловина. Материковая отмель (шельф) занимает более 40% всей площади моря, а глубина её внешнего края колеблется от 100 до 175 м на востоке моря, до 150-275 на юго-западе и до 170-350 на севере. Дно центральной части моря состоит из нескольких поднятий и ложбин, глубины в которых значительно изменяются (возвышенность Академии наук СССР и Института океанологии, поднятие Лебеда, котловина Дерюгина, впадина ТИНРО и др.). Наибольшие глубины (более 3000 м) наблюдаются в Курильской котловине, которая расположена с внутренней стороны Курильских островов.

Охотское море соединяется с Тихим океаном многочисленными проливами Курильской островной гряды, а с Японским морем — через пролив Лаперуза и через Амурский лиман — проливами Невельского и Татарским. Площадь зеркала морской поверхности составляет 1603 тыс. км², протяженность береговой линии — 10 460 км, а суммарный объём вод моря — 1316 тыс. км³. Среднее значение глубины моря составляет 821 м, а наибольшее — 3521 м (в Курильской котловине).

Северо-западное побережье Охотского моря практически лишено крупных заливов, а северное — значительно изрезано. Самый крупный залив Охотского моря лежит в его северо-восточной части, вдаваясь на 315 км в материк. Западное побережье полуострова Камчатка выровнено и практически лишено заливов. Сложны по своим очертаниям и образуют мелкие заливы берега Курильских островов.

В Охотское море впадает довольно много преимущественно небольших рек, поэтому материковый сток, который равен примерно 600 км³ в год, относительно невелик. Он при этом около 65% стока дает река Амур.

Берега Охотского моря относятся к различным геоморфологическим типам. Большею частью это абразионные, измененные морем берега, и только на полуострове Камчатка и острове Сахалин встречаются аккумулятивные берега. В основном море окружают высокие и обрывистые берега.

Климат. Охотское море находится в муссонной климатической зоне умеренных широт, однако, для северной части моря, которая глубоко вдаётся в Азиатский материк, свойственны и некоторые особенности климата арктических морей. Средняя годовая температура воздуха на севере — 6°C, на юге до 5°C. Наиболее тёплым месяцем является август, средняя месячная температура воздуха на юге достигает 17°C, а на севере 11°C.

Температура и солёность воды. Поверхностные воды Охотского моря характеризуются температурой от -1,8 до 2°C зимой и от 10 до 18°C летом (Рис.3). Солёность воды — около 33–34‰ (Рис.4). Летом вода прогревается до глубин 30–75 м. На глубинах около 150 м сохраняется холодный промежуточный слой с отрицательной температурой (до -1,6°C). Ниже этого слоя на глубинах 750–1500 м находятся более тёплые тихоокеанские воды с температурой 2–2,5°C. Придонные воды в районе максимальных глубин имеют температуру около 1,8°C и солёность около 34,5 ‰.

Солёность поверхностных вод летом изменяется от 31,4 до более 33‰ (Рис.4). Распределение поверхностного слоя морской воды наблюдаются областях влияния речного стока Амура, Уды, Охоты, Гижиги, Пенжины, впадающих в море. Придонные воды в районе максимальных глубин имеют солёность около 34,5 ‰.

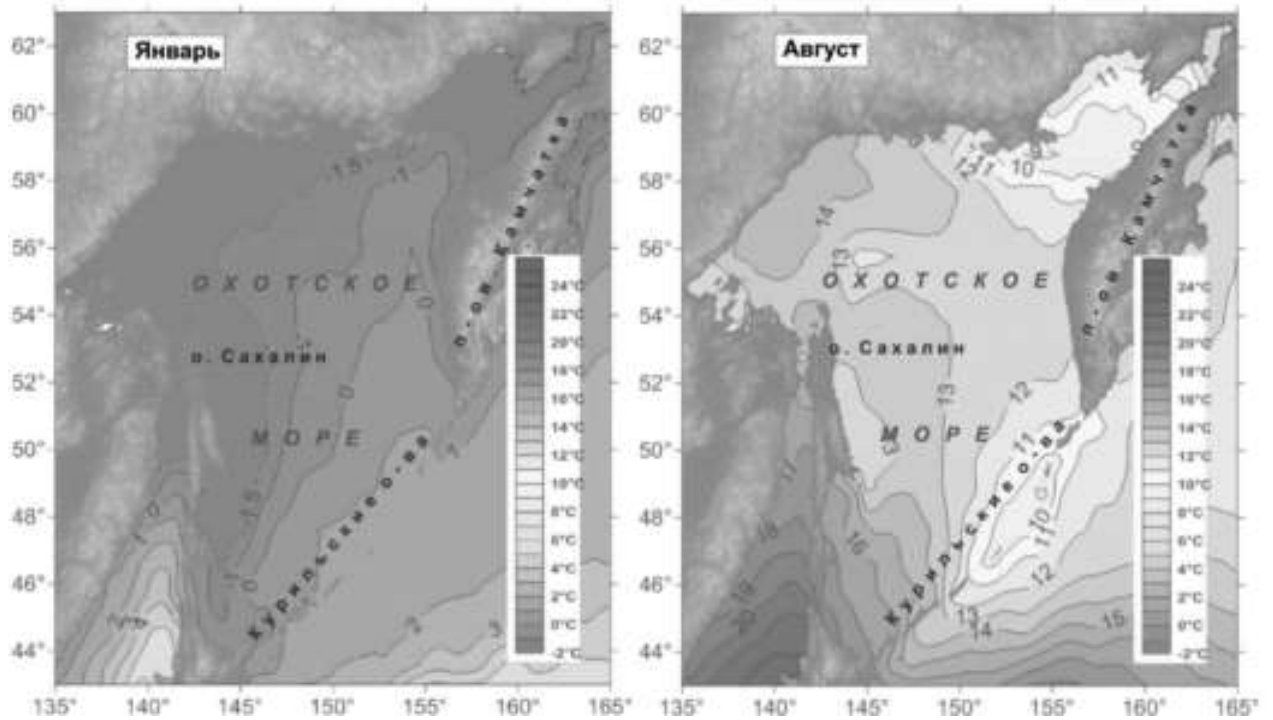


Рис. 3. Температура поверхностных вод

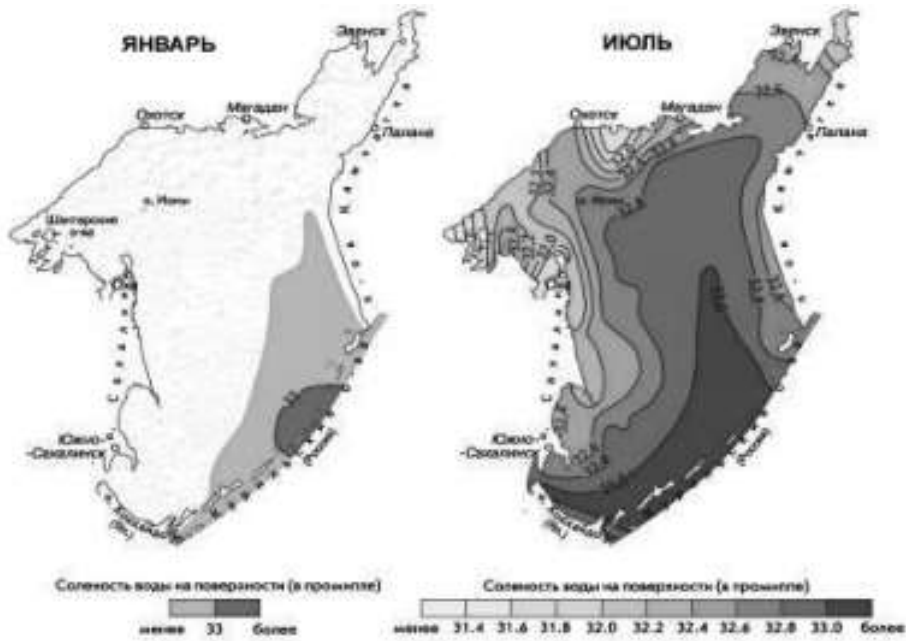


Рис. 4. Соленость поверхностных вод

Течения и приливы. Характерным для циркуляции, охватывающей всю толщу воды, является преобладание циклонической системы течений, обусловленной циркуляцией атмосферы над Охотским морем и прилегающей частью Тихого океана (Рис. 5). Кроме обширной циклонической циркуляции в центральной части моря, а также к востоку и северо-востоку от о.Сахалин, существует несколько систем антициклонических вихрей, в частности к западу от п-ва Камчатка, над Курильской котловиной и над некоторыми возвышенностями.

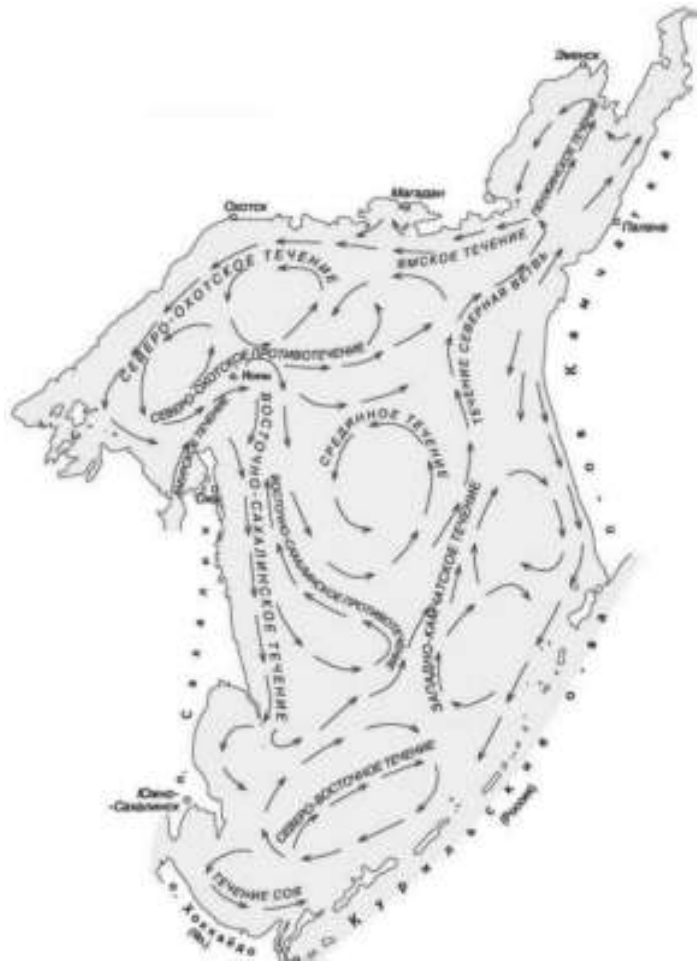


Рис. 5. Основные течения Охотского моря

В Охотское море впадают реки Амур, Уда, Охота, Гижига, Пенжина; речной сток составляет $600 \text{ км}^3/\text{год}$, при этом 65% всего стока приходится на р. Амур. Осадки (500–1000 мм/год в разных частях моря) и речной сток превышают испарение, что вызывает распреснение поверхностного слоя морских вод.

Инфраструктура района работ. На прилежащей к акватории района работ территории расположены Камчатский и Хабаровский края, Сахалинская и Магаданская области, входящие в состав Дальневосточного федерального округа.

Главные порты Охотского моря на побережье материка – Магадан и Охотск, на о. Сахалине – Корсаков, Поронайск, Москальво, на Курильских островах – терминалы Южно-Курильск, Курильск и Северо-Курильск. На Западной Камчатке расположены участки Петропавловск-Камчатского морского порта (Рис.6).

Сахалинская область единственный в стране островной регион, расположенный на 87 островах, и включающий в себя остров Сахалин с прилегающими к нему территориями островов Уш, Зенковича, Монерон, Тюлений и две гряды Курильских островов (Большой и Малой). Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тыс. кв. км. Как субъект Российской Федерации область граничит с Камчатским, Хабаровским и Приморским краями, на юге - с Японией.

Административным центром является город областного значения Южно-Сахалинск. Область объединяет 17 районов, 1 город районного значения (Углегорск), 1 посёлок городского типа (Вахрушев) и 1 сельский округ (Бошняковский).

По состоянию на 01 января 2019 года численность населения Сахалинской области, по данным Сахалинстата, составила 489,6 тыс. человек и по сравнению с аналогичной датой 2018 года снизилась на 0,5 тыс. человек (на 0,1%).

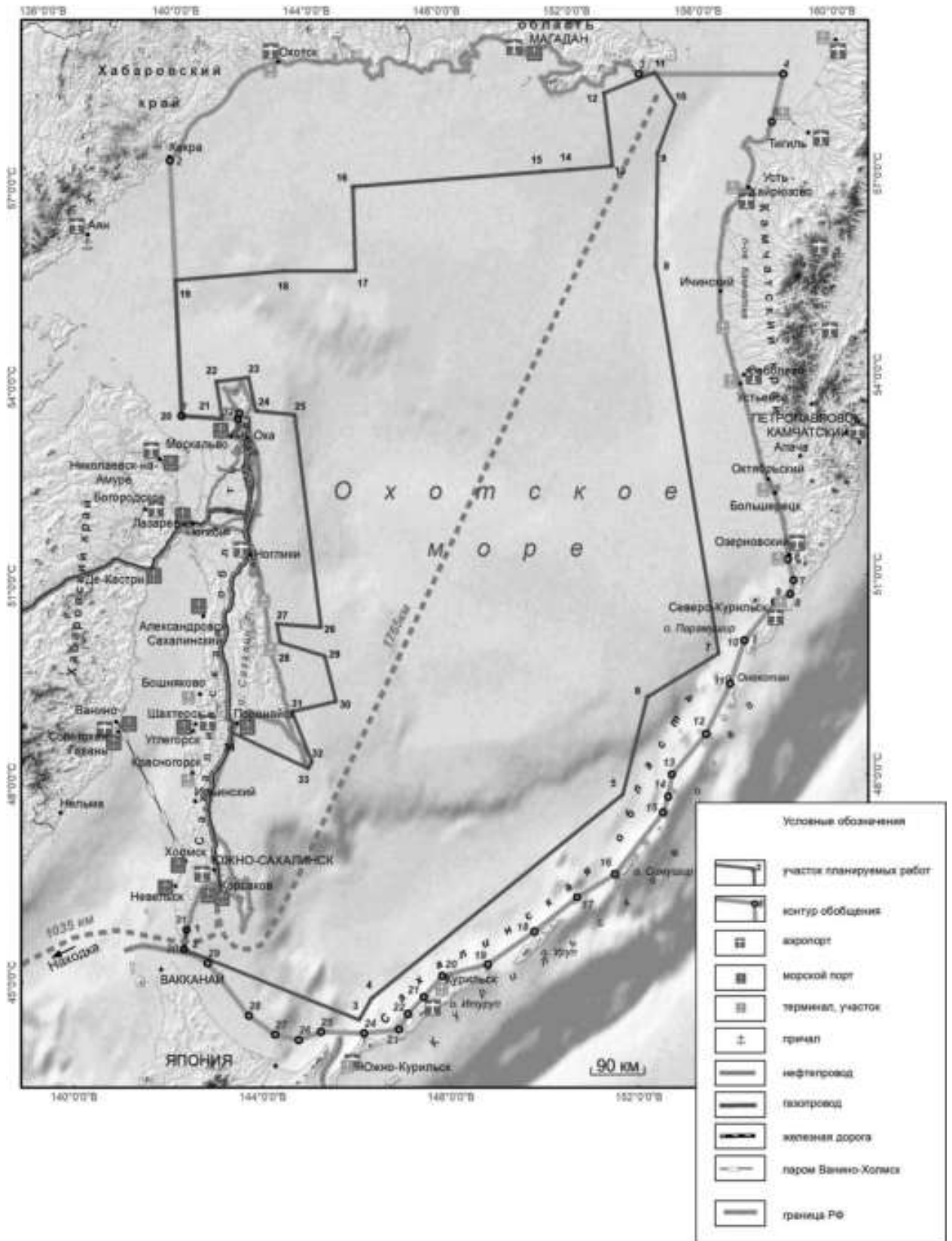


Рис.6. Транспортная инфраструктура региона

По данным Всероссийской переписи населения 2010 года, в области проживало более 100 национальностей. Наиболее многочисленные национальности: русские, корейцы, украинцы. В национальном составе народностей Севера преобладают нивхи.

Транспортная инфраструктура Сахалинской области представлена воздушным, морским, железнодорожным, автомобильным и трубопроводным транспортом (Рис. 6).

На территории области расположено 6 аэропортов, из них один аэропорт федерального значения (Южно-Сахалинск) и 5 аэропортов местного значения (Оха, Ноглики, Шахтерск, Южно-Курильск (Менделеево), Ясный (Итуруп). На Северных Курилах (о. Парамушир) есть вертодром, а на острове Шикотан вертолетная площадка.

Инфраструктура морского транспорта области включает в себя 8 морских портов и 11 морских терминалов, входящих в их границы, торговый флот и морскую железнодорожную переправу Ванино - Холмск.

Основным видом морского сообщения острова с материком является действующая с 1973 года морская железнодорожная паромная переправа Ванино - Холмск, связывающая остров Сахалин с Хабаровским краем. Паромная переправа обеспечивает перевозку железнодорожных вагонов, автомобилей и пассажиров. Морские порты Холмск и Корсаков являются самыми крупными портами общего пользования в Сахалинской области с круглогодичной навигацией, специализируются на перевалке хозяйственных грузов.

– Автомобильный транспорт является базовым элементом транспортной системы Сахалинской области. Данный вид транспорта занимает первое место по объемам перевозок пассажиров по области и обеспечивает транспортировку около 38 процентов грузов. Общая протяженность дорог области составляет 4286 км. Дорогами федерального значения (112 км) связаны города Корсаков, Южно-Сахалинск и Холмск. Протяженность главной транссахалинской магистрали Южно-Сахалинск-Оха составляет 856 км, региональной дороги Невельск-Углегорск – 316 км.

Железнодорожным транспортом в Сахалинской области осуществляется около 20% всех внутренних грузовых перевозок области и около 2% пассажирских перевозок [sakhalin.gov.ru]. Основными видами грузов, перевозимых железнодорожным транспортом, являются: уголь (как для тепло-, энергообеспечения населенных пунктов, так и на экспорт), строительные грузы, нефть и нефтепродукты.

– По сети нефтегазопроводов нефть и газ поставляются в Хабаровский край на завод по производству сжиженного газа и терминал отгрузки нефти Пригородное (Рис.6).

Ведущими отраслями промышленности в Сахалинской области являются нефтегазодобывающая отрасль, угольная отрасль, рыбопромышленный комплекс и энергетика. Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый сектор, на долю которого приходится около 83% общего объема промышленного производства.

Электроэнергетика Сахалинской области является базовой отраслью экономики. От эффективности ее функционирования в условиях географической изолированности островного региона зависит нормальная жизнедеятельность граждан и устойчивое социально-экономическое развитие региона.

Энергосистема Сахалинской области работает изолированно от Единой национальной электрической системы России и делится на отдельные автономные энергорайоны на территории области: центральный, северный, изолированные

энергорайоны на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований на о. Сахалин.

Камчатский край занимает полуостров Камчатка с прилегающей к нему материковой частью, а также Карагинский и Командорские острова. Площадь края 464,3 тыс. км². Край включает в себя 3 муниципальных образования со статусом "Городской округ", 11 "Муниципальных районов", в состав которых входят 5 городских и 46 сельских поселений. Численность населения края на 1 января 2019 года составляла 314,7 тыс. человек, из них городского населения – 78,4%. Население размещено по территории края крайне неравномерно. В краевом центре г. Петропавловск-Камчатский проживает около 57,9% (180,7 тыс. человек) населения края [www.kamgov.ru]. На территории края проживает 134 национальности, подавляющее большинство населения (85,5%) – русские [www.kamgov.ru]. По итогам Всероссийской переписи населения 2010 г. численность КМНС составила 14,3 тыс. чел. (4,45 % населения Камчатки).

Транспортная инфраструктура Камчатского края представлена воздушным, морским, автомобильным и трубопроводным транспортом (Рис. 6). Железных дорог на полуострове нет.

Автомобильный транспорт выполняет перевозки грузов и пассажиров в Петропавловске-Камчатском, Вилючинском городских округах, обеспечивает межмуниципальные перевозки в Быстринском, Елизовском, Мильковском, Тигильском, Усть-Большерецком и Усть-Камчатском муниципальных районах, в городском округе «п. Палана». Сформировавшаяся сеть автомобильных дорог в Камчатском крае имеет незавершенный характер и не обеспечивает круглогодичного автотранспортного сообщения наиболее развитых в экономическом отношении южных и центральных районов края с его северной частью.

На территории края расположены один международный аэропорт федерального значения ("Петропавловск-Камчатский"), 12 аэропортов местного значения, 4 вертодрома и 10 посадочных площадок [www.airkam.ru]. Аэропорт Оссора в настоящее время закрыт на реконструкцию.

Инфраструктура морского транспорта края представлена крупнейшим на Дальнем Востоке России Петропавловск-Камчатским портом, включающим 13 участков, 8 из которых находятся в акватории Охотского моря (Рис. 6).

Доминирующую позицию в экономике Камчатского края занимает сельское, лесное хозяйство, рыболовство и рыбководство, обеспечивающие около 20% валового регионального продукта [www.kamgov.ru].

Энергетика имеет важное значение для экономики Камчатского края. Энергосистема края, включающая теплоэлектроцентраль с оборудованием высокого давления (Камчатские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2), линии электропередач, дизельные и газодизельные электростанции, работающие изолированно в отдалённых административных районах края, три геотермальные электростанции, четыре малые гидроэлектростанции и ветроэлектростанции, полностью покрывает потребность региона в электроэнергии. Одним из важнейших направлений для Камчатского края является газификация региона. Введение в эксплуатацию магистрального газопровода Соболево – Петропавловск-Камчатский протяженностью 392 км, позволило перевести на потребление газа Камчатские ТЭЦ – 1 и ТЭЦ – 2, котельную № 1 в г. Петропавловск-Камчатский.

Магаданская область объединяет 9 муниципальных образований (городских округов). Площадь области 462,5 тыс. км². Численность населения на 1 января 2019 года составляла 141,2 тыс. человек [www.49gov.ru]. Население размещено по территории области крайне неравномерно. В областном центре г. Магадане по предварительной оценке на 1 января 2019 г. проживало около 64,9% (91,6 тыс. человек) населения области. На побережье Охотского моря расположено муниципальное образование «город Магадан» и Ольский городской округ, на территории которого площадью 75,9 тыс. км² проживает 9503 человека.

Главные транспортные ворота области — Магаданский морской торговый порт, через который поступает основной поток грузов. Авиасообщение обеспечивают международный аэропорт Магадан (Сокол) и 5 региональных аэропортов, в континентальной части области. Федеральная дорога Р-504 «Колыма» протяженностью 834 км соединяет города Магадан и Якутск. Сеть региональных и межмуниципальных дорог составляет 1075 км, дорог местного значения — 657 км [habstat.gks.ru]. Железнодороги в области нет.

Основу региональной экономики составляют горнодобывающая промышленность, энергетика и рыбохозяйственный комплекс, продукция которого реализуется не только на внутреннем рынке России, но и поставляется на экспорт. На эти отрасли приходится около 95% ежегодного объема производства; в них концентрируется до 70% всех инвестиций.

Перспективы развития области связаны с выявлением новых коренных месторождений золота и серебра, промышленных месторождений меди, молибдена, олова и вольфрама, развитием рыбной отрасли, агропромышленного и транспортно-логистического комплексов [www.economy.gov.ru].

Энергосистема Магаданской области является изолированной, имеет связь только с одним энергоузлом Республики Саха (Якутии) - Оймяконским улусом. Из-за отсутствия электрических сетей некоторые населенные пункты Северо-Эвенского, Хасынского, Тенькинского и Ольского городских округов имеют локальные системы производства электроэнергии и тепла. Электроэнергия в них производится на дизельных электростанциях.

— *Хабаровский край* занимает площадь 788,6 тыс. км², население края на 01.01.2020 г. составляло 1315643 человека. На территории, прилегающей к участку работ, расположены Охотский, Аяно-Майский и Тугуро-Чумиканский муниципальные районы, суммарная площадь которых составляет 53,5% площади края и на которой проживает всего 9965 человек (0,76% населения края). В составе населения доля коренных малочисленных народов севера изменяется от 21% (Охотский район) до 62,6% (Тугуро-Чумиканский). Перевозка населения и грузов осуществляется морским транспортом в период летней навигации до порта Николаевск-на-Амуре. Круглогодичное воздушное сообщение самолетами существует между аэропортами муниципальных районов (Охотск, Аян, Чумикан) и аэропортами Хабаровск и Николаевск-на-Амуре. Вертолетами осуществляется связь с удаленными населенными пунктами районов. Автодорожная сеть в районах практически отсутствует. Значительную роль в транспортном обеспечении играют зимники.

— Основными отраслями экономики районов являются горнодобывающая промышленность, рыбодобыча и переработка. Охотский район занимает первое место в

крае по добыче серебра (81,2%), второе место по добыче золота (26,9%), второе и третье место по вылову водных биологических ресурсов (9,8%) и выпуску рыбы и продуктов из рыбы (6,4%) [invest.khv.gov.ru]. В национальных хозяйствах ведущее место занимают оленеводство и пушной промысел.

– Административные центры субъектов РФ Южно-Сахалинск, Магадан и Петропавловск-Камчатский являются крупными культурными и научными центрами. Здесь находятся высшие учебные заведения, Институты Дальневосточного отделения РАН и отраслевые институты, Государственные драматические, музыкальные театры и театры кукол, областные и краевые библиотеки, музеи.

Сахалинская и Магаданская области и Камчатский край связаны подводной волоконно-оптической линией связи, проложенной ПАО "Ростелеком" в 2014-2016 гг.

Транспортная связь Камчатского края, Сахалинской и Магаданской области с другими субъектами Российской Федерации осуществляется морским и воздушным транспортом. Международные аэропорты Южно-Сахалинск, Магадан и Петропавловск-Камчатский имеют допуск к приему более 50 типов воздушных судов, в том числе Ил 96-300; Аэробус А-319, 320, 321, 330; Боинг 767-200, 767-300. Регулярные рейсы выполняются между городами Москва, Владивосток, Хабаровск, Благовещенск, Иркутск, Новосибирск, Анадырь, Якутск, Саппоро, Сеул, Токио и другими. Международные чартерные рейсы выполняются в Камрань, Санья Нячанг, Пхукет, Анкоридж. Внутророссийские авиаперевозки осуществляют авиакомпании "Аэрофлот", "Россия", "Аврора", "S7 Airlines", "Якутия", "Уральские авиалинии", "Сибирь", "AZUR air".

Морское сообщение осуществляется через международные морские порты Корсаков, Петропавловск-Камчатский. Порты открыты для захода судов круглый год. В период ледообразования (декабрь-май) в порту Магадан и на подходах к нему осуществляется ледокольная проводка судов.

Наличие действующих лицензий. В Охотском море согласно сведениям Федерального Агентства по недропользованию РФ право на пользование недрами предоставлено 8 компаниям на 27 участках (Табл.3, Рис.7, Граф.3). Действующих в пределах площади полевых работ лицензий на право пользования недрами нет. Месторождений полезных ископаемых в пределах площади полевых работ не выявлено.

Таблица 3 – Действующие лицензии в Охотском море

№ п.п.	Название участка недр	№ лицензии	Срок действия
1	2	3	4
"Эксон Нефтегаз Лимитед", Сахалинский филиал (проект "Сахалин-1")			
1	Нефтегазоконденсатное месторождение Одопту-море	ШОМ 11051 НЭ	30.07.2001 – 03.12.2051
2	Нефтегазоконденсатное месторождение Аркутун-Даги	ШОМ 11052 НЭ	30.07.2001 – 03.12.2051
3	Нефтегазоконденсатное месторождение Чайво	ШОМ 11050 НЭ	30.07.2001 – 03.12.2051
"Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд" (проект "Сахалин-2")			
4	Лунский участок (Сахалин-2)	ШОМ 10408 НР	20.05.1996 – 19.05.2021
5	Пильтун-Астохский участок (Сахалин-2)	ШОМ 10409 НР	20.05.1996 – 19.05.2021
ПАО "Нефтяная компания "Роснефть"			
6	Северный купол месторождения Одопту-море	ШОМ 16348НЭ	03.04.2017 – 31.12.2038
7	Участок недр федерального значения,	ШОМ 16286 НЭ	28.12.2016 – 31.12.2044

№ п.п.	Название участка недр	№ лицензии	Срок действия
1	2	3	4
	включающий северную оконечность месторождения Чайво		
8	Участок недр федерального значения, включающий часть Лебединского нефтегазоконденсатного месторождения	ШОМ 16314 НЭ	09.02.2017 – 18.09.2034
9	Восточно-Кайганский	ЮСХ 16295 НЭ	20.01.2017 – 31.12.2030
10	Восточно-Прибрежный участок недр федерального значения	ШОМ 16288 НР	28.12.2016 – 30.12.2043
11	Дерюгинский участок недр федерального значения	ШОМ 16340 НР	03.04.2017 – 01.10.2044
12	Богатинский участок недр федерального значения	ШОМ 16195 НР	12.12.2016 – 30.05.2046
13	Участок "Астрахановское море-Некрасовский"	ШОМ 16337 НР	03.04.2017 – 20.04.2040
14	Амур-Лиманский участок недр федерального значения	ШОМ 16287 НР	28.12.2016 – 30.12.2043
15	Участок недр федерального значения Магадан-1	ШОМ 16346 НР	03.04.2017 – 30.12.2041
16	Участок недр федерального значения Магадан-2	ШОМ 16339 НР	03.04.2017 – 30.12.2041
17	Участок недр федерального значения Магадан-3	ШОМ 16344 НР	03.04.2017 – 30.12.2041
18	Лисянский участок недр федерального значения	ШОМ 16347 НР	03.04.2017 – 30.12.2041
19	Кашеваровский участок недр федерального значения	ШОМ 16332 НР	03.04.2017 – 30.12.2041
ООО "Венинефть"			
20	Участок федерального значения, включающий Северо-Венинское газоконденсатное месторождение	ШОМ 15748 НЭ	26.06.2014 – 25.06.2034
АО "Элвари Нефтегаз"			
21	Участок федерального значения, включающий месторождение Кайганско-Васюканское-море	ШОМ 15996 НЭ	10.02.2016 – 25.03.2034
ПАО "Газпром"			
22	Кириновское месторождение	ШОМ 16125 НЭ	01.08.2016 – 25.08.2028
23	Восточно-Одоптинский участок недр	ШОМ 16131 НР	01.08.2016 – 01.07.2039
24	Кириновский перспективный участок недр	ШОМ 16308 НР	30.01.2017 – 01.07.2039
25	Центрально-Пограничный участок недр федерального значения	ШОМ 16554 НР	01.07.2019 – 01.07.2049
26	Западно-Камчатский участок	ШОМ 16132 НР	01.08.2016 – 01.07.2039
ООО "Газпром нефть шельф"			
27	Аяшский участок недр	ШОМ 16378 НР	06.06.2017 – 01.07.2039
АО "Росгеология"			
28	Участок в акватории залива Шелихова для геологического изучения по ГК № К.2019.006	ШОМ 16615 НП	22.10.2019 – III кв.2021

Сведения о наличии особо охраняемых природных территорий. В пределах площади полевых работ особо охраняемых природных территорий нет.

На территории Магаданской области расположено ФГБУ «Государственный заповедник «Магаданский», состоящее из 4 обособленных участков, из них Ямской и Ольский участки имеют водоохранную зону в акватории Охотского моря. Ямской участок включает Ямской архипелаг, состоящий из двух крупных (Матыкиль, Атыкан) и трех мелких островов, побережье п-ова Пьягина шириной 1 км и длиной 51 км и водоохранную зону шириной 2 км вдоль п-ова Пьягина и Ямских островов. Ольский участок занимает западную часть п-ова Кони. Северная, южная и западная границы участка проходят по побережью Охотского моря. Охранная зона охватывает 2-километровую полосу акватории Охотского моря от м. Плоский до ручьев Клешня.

Кратчайшее расстояние от границы Ямского участка до участка проектных работ 30 км.

На территории Хабаровского края расположены ФГБУ «Государственный заповедник «Джугджурский» и национальный парк «Шантарские острова». Заповедник «Джугджурский» состоит из трех обособленных участков. Основной участок «Джугджурский» включает 20 тыс. га акватории моря, Прибрежный участок включают водоохранную зону шириной 5 км, полностью в акватории расположен участок Мальминские острова площадью 1700 га.

Национальный парк «Шантарские острова» включает все острова архипелага и водоохранную зону шириной 2 и 5 км.

Кратчайшее расстояние от границы заповедника и национального парка до участка проектных работ 167 и 150 км соответственно.

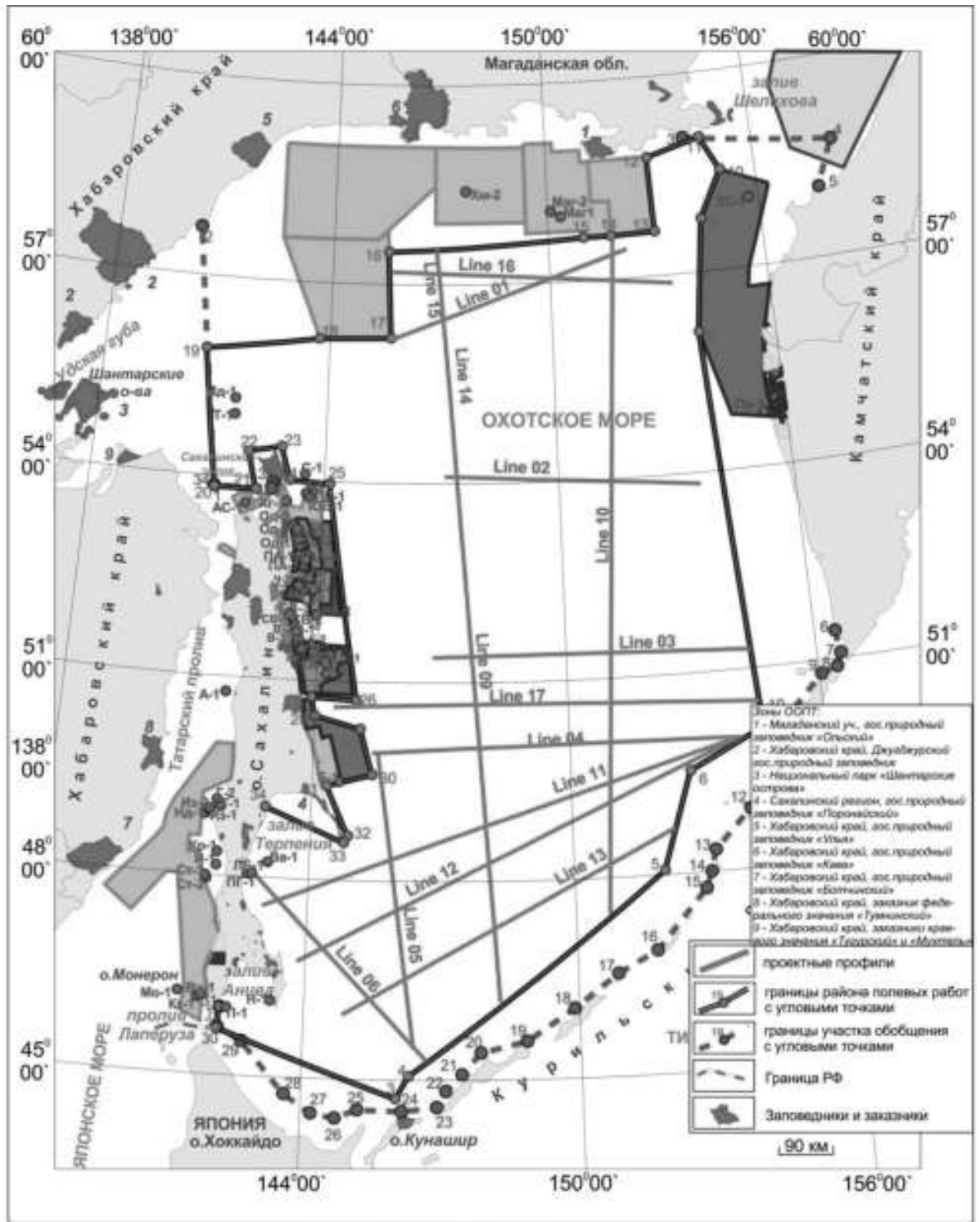
На территории Сахалинской области расположено ФГБУ «Государственный заповедник «Поронайский», включающее Невский и Охотский обособленные участки, общей площадью 56 695 га. Вокруг участков находится охранная зона площадью 44,6 тыс. га, из них 17,3 тыс. га морская акватория, которая удалена от берега на 500 м в заливе Терпения и на 1 000 м в Охотское море.

Кратчайшее расстояние от границы заповедника до ближайшего проектного профиля 60 км.

Для решения поставленных геологических задач необходимо проведение камеральных работ (обработка, интерпретация и комплексная интерпретация новых и ретроспективных геофизических материалов: сейсморазведка МОГТ-2D, гравirazведка, магниторазведка) с целью изучения регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования и создания региональной сети опорных геолого-геофизических профилей.

Масштаб работ составляет 1: 2 000 000.

Объёмы работ: обработка полученных геофизических данных в объеме 8900 км (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D - построение глубинно-скоростной модели и глубинная миграция до суммирования, гравirazведка, магниторазведка), переобработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 17300 пог. км, интерпретация данных гравirazведки и магниторазведки в объеме 8900 км по каждому методу, интерпретация и комплексная интерпретация новых и ретроспективных геофизических материалов в объеме не менее 26200 пог. км.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Участки действующих СРП, участки 3D-съемок			
	«Эксон Нефтегаз лимитед» (Сахалин 1)		ООО «Веннефит»
	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД» (Сахалин 2)		АО «Элвари Нефтегаз»
	ПАО «НК «Роснефть»		АО «Росгеология»
	ЗАО «СП Петросакс»		ООО «Экспо-ойл»
			а) ПАО «Газпром»
			б) ООО «Газпром геологоразведка»,
			в) ООО «Газпром нефть шельф»
			ООО «Лайн Газ»
			ООО «Вестойл»
			ООО «Нефтяная компания «Сахойт»
			ЗАО «Холмеснефтегаз»
			ЗАО «Пасифик Ойл Ресурсес»
			АО «Сахалинская нефтяная компания»

Рис. 7. Лицензионные участки и особо охраняемые природные территории

1.1. Обоснование постановки работ.

Целесообразность проведения исследований на акватории Охотского моря определяется его слабой и неравномерной изученностью. Имеющиеся сейсмические материалы не позволяют на современном уровне решать задачи по изучению структуры и строения осадочного чехла бассейнов, выявления основных этапов их развития и корреляции геологических событий в регионе, а также оценки перспектив их нефтегазоносности. Очевидным является то, что решение задачи по изучению акваторий РФ и наращиванию ресурсов, в том числе и в Охотском море, поставленной в Государственной программе Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (от 14.04.2014 г. № 322-р, ред. от 31.03.2017).

Выполнение проекта по созданию сети региональных опорных геолого-геофизических профилей позволит решить широкий круг региональных геологических задач по геологическому строению бассейнов, структурно-тектоническому районированию, литофациальному составу отложений, прогнозу нефтегазоносности и др. дать рекомендации по дальнейшему проведению ГГР.

Существенной проблемой для решения геологических задач (построение карт, схем, выделение основных этапов развития региона, создание региональных геологических моделей) является отсутствие схемы стратификации осадочного чехла центральной и южной части Охотского моря. В работах, выполненных в разные годы, авторами выделялись сейсмокомплексы, различающиеся по стратиграфическому объему и несоответствующие «Унифицированным региональным стратиграфическим схемам...», принятым в 1994 г. [44].

Одной из задач планируемого объекта является создание геофизической основы сеймостратиграфической схемы кайнозойских отложений, которая необходима для устранения неоднозначного понимания стратиграфического объема выделяемых сейсмокомплексов и возрастной привязки сейсмических горизонтов, определения основных этапов развития региона и создания современной геолого-геофизической основы для планирования ГГР и лицензирования.

Для разработки геофизической основы сеймостратиграфической схемы всего Охотского моря необходимы современные региональные высокоинформативные сейсмические данные и дополнительные опорные скважины, кроме использованных ранее [8, 55], для привязки сейсмических горизонтов на шельфе Западной Камчатки (Западно-Сухановская 1), заливе Терпения (Лебяжьинская 1) (Граф. 2).

В настоящее время для решения актуальных геологических и нефтегеологических задач в пределах проектируемого участка могут быть использованы данные сейморазведки МОГТ-2D кратностью 24-120, полученные АО «Дальморнефтегеофизика» за счет средств федерального бюджета при выполнении 14 объектов в период 1986-2008 гг. и ФГУНПП «Севморгео» – по 2 объектам в период 2006-2008 гг. (Граф. 2). Суммарный объем кондиционных профилей МОГТ-2D в пределах участка работ – 44980,7 пог. км, плотность сейсмических профилей – 0,05 пог.км/км².

Информации по профилям 2-ДВ-М, 1-ОМ, ЕО0516, ЕО0502_m и другим явно недостаточно для решения поставленной задачи, поскольку они не увязывают западную, юго-западную и восточную части моря. Кроме этого, они не имеют выхода к опорным скважинам региона для корректной привязки сейсмических горизонтов. Создаваемая региональная сеть опорных геолого-геофизических профилей будет включать как новые профили, полученные при выполнении планируемого объекта, так и ретроспективные данные.

2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОБЪЕКТА.

2.1. Обзор и анализ геолого-геофизической изученности

Охотское море характеризуется неравномерной геолого-геофизической изученностью. Северо-восточный шельф Сахалина, где открыты и разрабатываются месторождения УВ, и лицензионные площади в пределах северо-охотского и Западно-Камчатского шельфа являются наиболее изученными геофизическими методами и бурением.

Геолого-геофизические исследования на акватории Охотского моря проводятся более шестидесяти лет. Первая комплексная программа океанологических, гидрохимических, биологических и геологических наблюдений была выполнена в экспедициях ИО АН СССР на НИС «Витязь» в 1949-1955 гг. Первые геофизические исследования, включающие площадную гравиметрическую съемку и сейсморазведку, были выполнены со льда в Амурском лимане, заливах Помрь, Пильтун и Сахалинский в 1952-1955 гг.

Региональные геофизические исследования начали выполняться с 1957 г. Большое значение для создания представлений о геологическом строении Охотоморского региона и его эволюции имеют работы по глубинному сейсмическому зондированию (ГСЗ), выполненные ИФЗ АН СССР по программе Международного геофизического года (МГГ) в период 1957-1959 гг. [46] и при выполнении государственной программы создания сети опорных геолого-геофизических профилей.

В 2006-2008 гг. ФГУНПП «Севморгео» при участии АО «Дальморнефтегеофизика» и ТОИ ДВО РАН в Охотском море отработаны два профиля ГСЗ: субмеридиональный профиль 2-ДВ-М «Магадан – Южные Курилы» протяженностью 1700 км [59] и субширотный профиль 1-ОМ «Шантарские о-ва – Северные Курилы» протяженностью 1672 км [60]. В 2010 г. АО «Дальморнефтегеофизика» в рамках объекта SCI-10 «Изучение геологического строения и определение геодинамической эволюции Охотского моря» отработаны два профиля МОВ ОГТ с кратностью прослеживания достигающей 106*. В результате появились новые данные о положении в разрезе поверхности Мохо, свойствах выделенных слоев земной коры и предложены модели ее эволюции.

Сейсмическое изучение осадочного чехла бассейнов в 60-е и начале 70-х гг. XX века проводилось по методике одноканального профилирования (МОВ НСП) в комплексе с гравиметрическими и гидромагнитными съемками. Комплексные рекогносцировочные и региональные геофизические исследования выполнялись АО «Дальморнефтегеофизика» и институтами Академии Наук СССР в северной и центральной частях Охотского моря и на шельфе Западной Камчатки.

Начиная с 70-х гг. XX века и до настоящего времени изучением геологического строения Охотоморского региона занимаются институты Академии наук России. Сотрудниками институтов (ИМГиГ, ИВиС и ТОИ ДВО РАН и ИО РАН и др.) произведены измерения теплового потока, послужившие основой для создания тепловой модели региона и расчета температуры в недрах [48], выполнены геологические работы по драгированию коренных пород дна, определению их возраста, петрографического и геохимического состава [11,21], и отбору проб донных осадков, изучению вещественного состава и оценке углеводородного потенциала [2,7,9], а также по изучению распространения полей газогидратов и потоков метана в морской воде [13,28,29].

В середине 70-х гг. XX века в морской сейсморазведке МОВ стал широко использоваться способ общей глубинной точки (МОГТ-2D), который позволил получать более информативные сейсмические данные, на основе которых практически заново были

пересмотрены представления о строении осадочного чехла. Все полевые сейсмические исследования (90 объектов) этим методом в Охотском море за счет средств госбюджета выполнены АО «Дальморнефтегеофизика».

В целом, за 1974-1993 годы АО «Дальморнефтегеофизика» в Охотском море отработано 90 объектов. Региональные и поисковые работы МОГТ-2D 12*, 24* и 48* выполнены на северном и северо-восточном шельфе Сахалина, заливах Анива и Терпения, впадине Дерюгина и северной части моря. Большой объем поисковых съемок выполнен на Северо-Астрахановском, Хангузинско-Лебединском, Северо-Шмидтовском, Северо-Кайганском, Пильтун-Набильском, Мынгинском участках северо-восточного шельфа.

Анализ и разбраковка имеющихся геофизических материалов (90 объектов) показали, что практически все сейсмические данные, полученные до 1986 года, являются некондиционными или малоинформативными. Материалы съемок, выполненных в 1986-1993 гг., существенно различаются по качеству. Кондиционными являются материалы 18 объектов, отработанных в 1989-1993 гг. (Граф. 2).

С 1994 г. начинается современный период в истории изучения Охотоморского региона, отличительной чертой которого является введение новых технологических приёмов, соответствующих стандартам мировой нефтяной промышленности (цифровая коса, МОГТ-2D-съемка 60*, 80* и 120* и 3D - съемка) и условий проведения геолого-геофизических исследований.

За этот период по Госконтрактам в Охотском море комплексные геофизические исследования, включающие сейсморазведку МОГТ-2D кратностью 80*, 90*, 106*, 120* и гравимагнитометрию, выполнены АО «Дальморнефтегеофизика» всего по 4 объектам: на Магаданском шельфе и в Шелиховском бассейне (2004-2005 гг.), в Голыгинском прогибе и впадине Тинро (2005 г.), Шантарском бассейне (2006-2007 гг.) и Шелиховском бассейне (2019 г).

С 1998 г. АО «Дальморнефтегеофизика» выполнило в регионе несколько мультиклиентных съемок. Первые работы по технологии МОГТ-2D 120* с длиной косы 6000 м, количеством каналов 480 проведены в Охотском море и Татарском проливе в объеме 9000 пог.км.

В период 2004 – 2007 гг. АО «Дальморнефтегеофизика» в рамках лицензии ШОМ 12204 НП выполнило мультиклиентную сейсмическую съемку с использованием судов, оснащенных современными средствами сбора данных, контроля качества, предварительной обработки и навигационного обеспечения. Район работ охватывает все высокоперспективные участки шельфа Сахалина и глубоководную часть Охотского моря, что позволило получить новую качественную информацию о строении осадочной толщи, процессах нефтегазообразования и дополнить данные по условиям осадконакопления в глубоководной впадине. Всего за 4 года отработано 35600 пог. км.

В 2008 г. АО «Дальморнефтегеофизика» и Petroleum Geo-Services Asia Pacific (PGS) выполнили более 5,5 тыс. км высококачественной (160*) сейсмической съемки в пределах Магаданского бассейна, а также два региональных профиля-связки между Магаданским и Северо-Сахалинским бассейнами.

В пределах участка работ для интерпретации планируется использовать сейсмические профили МОГТ-2D, полученные АО «Дальморнефтегеофизика» по 14 объектам и ФГУНПП «Севморгео» – по 2 объектам (Табл. 4, Граф. 2).

Таблица 4 – Изученность участка работ геофизическими методами

№ пп	Номер объекта, название	Год проведения полевых работ, издания отчёта; отв. исполн.	Виды геофизических исследований	Длина профилей, пог. км
1	2	3	4	5
1	11/86 «Комплексные рекогно-сцировочные геофизические исследования в Охотском море»	1986; 1988; Чуйко Л.С.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 24 и 48)	8827,5
2	17/88 «Комплексные поисковые геофизические исследования на Лиманском участке шельфа о. Сахалина»	1988, 1990 Карпухина Л.А.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 24 и 48), гравимагнитометрия	4393
3	25/89 «Комплексные поисковые геофизические исследования на Западно-Шелиховском участке Охотского моря»	1989; 1991; Спирина Е.Е.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 48), магнитометрия	699,7
4	14/90 «Комплексные региональные геофизические исследования на Ионинском участке Охотского моря»	1990, 1993; Шаталова Л.В.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 48), магнитометрия	751
5	17/90 и 17/91 «Поисковые сейсморазведочные исследования на Стародубском участке залива Терпения»	1990; 1992; Королева Н.В.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 48 и 60), магнитометрия	2320
6	19/90 «Комплексные поисковые сейсморазведочные исследования на Северо-Шмидтовском участке шельфа Северного Сахалина»	1990, 1995 Васильева Л.К.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 48 и 60), магнитометрия	5967
7	17/91 «Поисковые сейсморазведочные исследования на Стародубском участке залива Терпения»	1990; 1992; Королева Н.В.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 48 и 60), магнитометрия	1210
8	18/91 «Комплексные поисковые геофизические исследования на Северо-Астрахановском участке шельфа Северного Сахалина»	1991, 1998 Савишкин С.А.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 60), магнитометрия	2580,6
9	19/91 «Комплексные региональные геофизические исследования на Северо-Дерюгинском и Южно-Дерюгинском участках Охотского моря»	1991; 1994; Валиева Н.Г.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 24 и 48), гравимагнитометрия	5046,6
10	37/91 «Комплексные региональные геофизические исследования на Северо-Дерюгинском и Южно-Дерюгинском участках Охотского моря»	1991; 1994; Валиева Н.Г.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 24 и 48), гравимагнитометрия	2346,4
11	11/93 «Комплексные поисковые геофизические исследования на Южно-Сахалинском участке шельфа Охотского моря»	1993, 1999 Ли И.А.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 60), магнитометрия	1872
12	Госконтракт № ПС-02-06/1796.	2004, 2005;	Сейсморазведка	561,1

№ пп	Номер объекта, название	Год проведения полевых работ, издания отчёта; отв. исполн.	Виды геофизических исследований	Длина профилей, пог. км
1	2	3	4	5
	«Изучить геологическое строение и выполнить оценку перспектив нефтегазоносности Магаданского и Шелиховского бассейнов в Охотском море»	Петровская Н.А.	МОГТ-2D (кратность 120), гравимагнитометрия	
13	Госконтракт № 01/02/331-14 «Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Гольгинского прогиба на континентальном шельфе юго-западной части Камчатки в Охотском море»	2005; 2007; Ковтунович П.Ю., Лопатнев Ю.В.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 106)	5341
14	Госконтракт № 02/02/70-151 «Региональное изучение геологического строения и нефтегазоносности в пределах Шантарского возможно нефтегазоносного бассейна в Охотском море»	2006-2007; 2008; Ковтунович П.Ю.	Сейсморазведка МОГТ-2D (кратность 120) (магниторазведка, гравиразведка)	749,1
15	Госконтракт № 06/08/20-25. «Создание опорного геолого-геофизического профиля Магадан-Южные Курилы в Охотском море для изучения глубинного строения с целью обоснования суверенного права Российской Федерации на центральную часть Охотского моря»	2006-2007; 2008; Сакулина Т.С., Рослов Ю.В., Верба М.Л. и др.	Сейсморазведка МПВ-ГСЗ, МОГТ-2D (кратность 106) магниторазведка, гравиразведка	1211,4
16	Госконтракт № 11/08/20-7. «Создание опорного геолого-геофизического профиля 1-ОМ Шантарские о-ва -Северные Курилы»	2008; 2010; Сакулина Т.С., Каленич А.П., Атаков А.И., и др.	Сейсморазведка МПВ-ГСЗ, МОГТ-2D (кратность 106) магниторазведка, гравиразведка	1104,3
	Всего:			44980,7

Профили объекта 11/86 [63], характеризующиеся недостаточной информативностью (Рис. 8), после переобработки будут использоваться только для изучения верхней части осадочного чехла, как дополнительные в совокупности с более новыми данными.

В результате выполненных исследований площадь покрыта редкой неравномерной сетью профилей, а имеющиеся сейсмические материалы характеризуются разной информативностью. Крайне слабо изучены южная и центральная части моря. Для характеристики строения осадочного чехла залива Анива кондиционных данных нет (Граф. 2). Суммарный объем кондиционных профилей МОГТ-2D в пределах участка работ – 44980,7 пог. км, плотность сейсмических профилей – 0,05 пог.км/км².

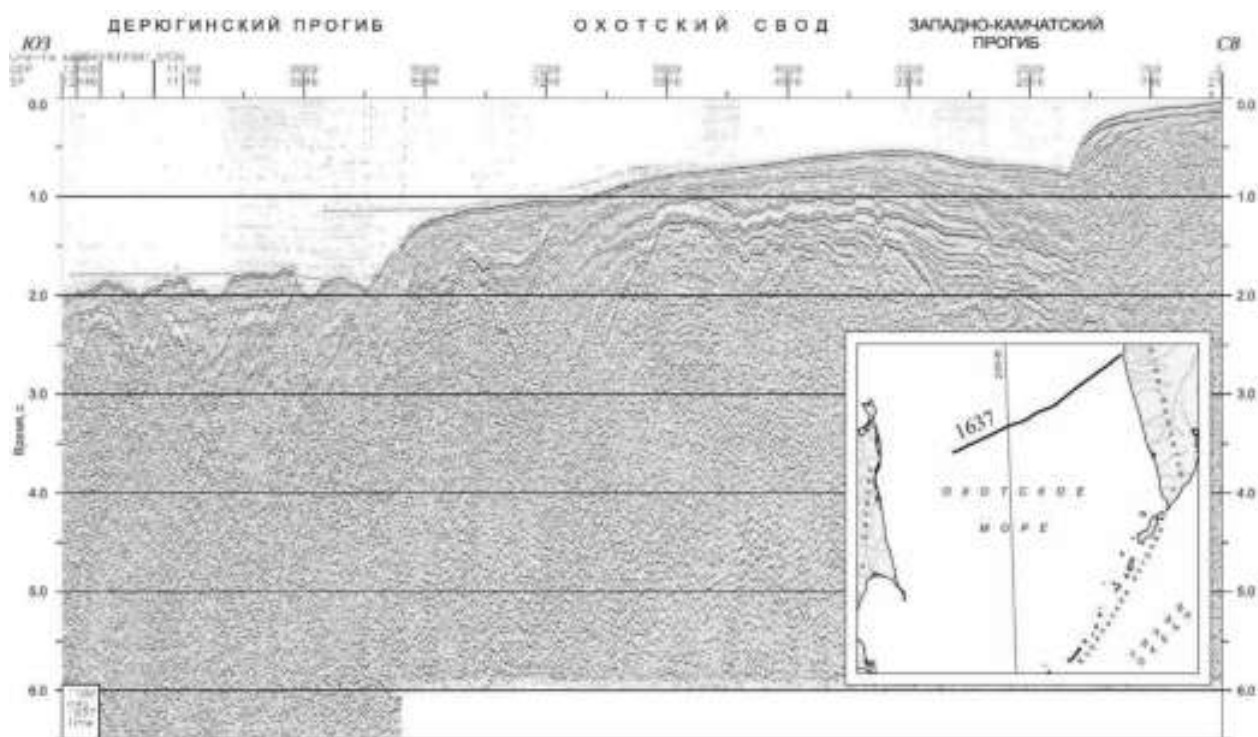


Рис. 8. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 1637.

В результате интерпретации геофизических данных на участках работ (Граф. 2) построены структурные карты по региональным несогласиям, карты мощности осадочного чехла. В отчете по объекту 11/86 [63] по имеющимся на то время данным составлены карты масштаба 1:1500 000 на всю площадь Охотского моря. Информация по центральной части моря будет учитываться при картопостроении и решении геологических задач проектируемого объекта.

При выполнении Госконтракта № 01/02/331-14 [56] построены карты кровли акустического фундамента (Граф. 4) и кровли сейсмокомплекса D (олигоцен-нижний миоцен) (Граф. 5) для восточной части моря с учетом данных, полученных по отдельным объектам (Граф. 2).

Сейсмические материалы, полученные в разные годы при проведении работ в западной и северной части моря (Граф. 2), проанализированы и обобщены при выполнении Госконтракта № 06/02/70-112 «Создание геолого-геофизической основы для стратиграфической схемы кайнозойских отложений Охотоморского региона с целью уточнения прогноза нефтегазоносности» [55]. Составлены структурная карта поверхности акустического фундамента (Граф. 6) и дагинского сейсмокомплекса (нижний-средний миоцен) (Граф. 7). Даны рекомендация для создания единой сейсмостратиграфической схемы Охотского моря, необходимой для выделения разновозрастных несогласий, корректного расчленения осадочного чехла в разных бассейнах, выделения основных этапов развития региона.

Буровые работы на шельфе северо-восточного Сахалина начаты в 1977 году. Они проводились ДМУРБ ВПО «Сахалинморнефтегазпром» по «Генеральному соглашению между СССР и Японией о сотрудничестве в области разведки, обустройства месторождений, добычи нефти и газа на шельфе острова Сахалин». В рамках соглашения пробурено 22 скважины и открыты Одоптинское и Чайвинское месторождения (Граф. 2, 3).

В 1984-1991 гг. бурение на шельфе Сахалина проводилось за счет государственного финансирования. Две параметрические скважины пробурены в заливе Анива и три поисковые в заливе Терпения. На северо-сахалинском шельфе было пробурено 35 скважин, открыты Лунское, Венинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Киринское месторождения (Граф. 2, 3).

На Северо-Охотском шельфе в рамках программы параметрического бурения пробурено 3 скважины: параметрическая Магаданская 1, поисковая Магаданская 2 и параметрическая Хмитевская 2 (Граф. 2). Залежи углеводородов не обнаружены. Полученные данные по скважинам являются основой для стратификации кайнозойского разреза и проведения межрегиональной корреляции.

В 2000-2019 гг. поисково-разведочное и оценочное бурение в Охотоморском регионе проводится недропользователями. На северо-восточном шельфе Сахалина дочерние компании ПАО «НК «Роснефть» пробурили 12 морских скважин и 3 наклонно-направленные скважины с береговой площадки и открыли месторождения Кайганско-Васюканское-море, Северо-Венинское, Нововенинское, Лебединское и Прибрежно-Восточное. ПАО «Газпром» на Киринском перспективном лицензионном участке пробурено 11 скважин, открыты Южно-Киринское, Мынгинское и Южно-Лунское месторождения. Двумя скважинами доизучено и введено в эксплуатацию Киринское месторождение (Граф. 2, 3). ООО «Газпром нефть шельф» на Аяшском лицензионном участке пробурено две скважины и открыты месторождения Нептун и Тритон.

В пределах Западно-Камчатского лицензионного участка пробурено две поисковые скважины. В 2008 г. работы по строительству скважины Западно-Сухановская 1 вела дочерняя компания ПАО «НК «Роснефть» ООО «Камчатнефтегаз». Залежи углеводородов не обнаружены. В 2011 г. ООО «Газфлот» пробурена скважина Первоочередная 1, которая также оказалась «сухой» (Граф. 2).

На лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» «Магадан 1» и «Лисянский» в 2016 г. пробурены поисково-оценочные скважины Дукчинская-1 (ООО «Магаданнефтегаз») и Ульбериканская-1 (ООО «Лисянскморнефтегаз»). Залежи углеводородов не обнаружены (Граф. 2).

В результате выполненных работ на шельфе Северного и Северо-Восточного Сахалина разрез осадочного чехла бурением изучен до глубины 3834 м, на Северо-Охотском шельфе – до глубины 3175 м, на Западно-Камчатском шельфе – до 3025 м. Комплекс акустического фундамента вскрыт 5 скважинами: Магаданская 1, Тойская 1, Хангузинская 1, Новиковская 1, Петровская 1 (Граф. 2, Граф. 6).

На участке проектируемых работ расположено 13 скважин, из них 8 скважин пробурены за счет государственного финансирования, 5 скважин – дочерними предприятиями ПАО «НК «Роснефть» (Граф. 2). При выполнении работ по объекту для стратификации разреза осадочного чехла и выявления основных региональных несогласий будут использованы данные полученные по 9 скважинам, пробуренным в 1977-2008 гг., расположенным как в пределах участка работ, так и за его пределами (Табл. 5, Граф. 2).

Для прогноза литологического состава отложений и коллекторских свойств пород будут использованы данные по этим 9 скважинам, а в случае недостатка информации, будут привлекаться материалы по другим скважинам.

Таблица 5 – Скважины, используемые при выполнении камеральных работ

№ п.п	Название скважины	Категория	Год бурения	Глубина забоя, м	Возраст	ГИС
1	Тойская 1	Поисковая	2007	3834	Поздний мел (фундамент)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания не проводились
2	Медведь 1	Поисковая	2007	3100	Дагинская свита (ранний-средний миоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания не проводились
3	Савицкая 1	Поисковая	2006	2700	Нижнеутувская свита (поздний миоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания в открытом стволе
4	Одоптинская 1	Поисковая	1977	2500	Окобыкайская свита (средний-поздний миоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания в колонне
5	Дагинская 1	Поисковая	1979	3066	Мачигарская свита (поздний эоцен-олигоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания не проводились
6	Кириная 1	Поисковая	1991	3482	Дагинская свита (ранний-средний миоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания в колонне
7	Лебяжьинская 1	Поисковая	1988	2700	Чеховская свита (поздний олигоцен-ранний миоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания в открытом стволе
8	Магаданская 1	Параметрическая	1984-1986	3175	Поздний мел (фундамент)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания в открытом стволе
9	Западно-Сухановская 1	Поисковая	2008	3025	Ковачинско-снатольская свита (средний-поздний эоцен)	Полный комплекс, включая ВСП. Испытания не проводились

2.2. Стратиграфия

Охотоморский регион расположен в зоне перехода Азиатского континента к Тихому океану. Земная кора большей части региона относится к континентальному типу со средней мощностью около 25-30 км. В Южно-Охотском прогибе мощность коры сокращается до 10-12 км. По новым данным ГСЗ (профиль 2-ДВ-М) кора впадины может относиться к субконтинентальному типу [34].

Существующие представления о строении осадочного чехла Охотского моря сформированы на основе обобщения большого объема геолого-геофизической информации, накопившейся в результате изучения региона начиная с середины 70-х годов XX века. Лучшей изученностью характеризуются шельф Сахалина, Западной Камчатки и Северо-Охотский, где кроме геофизических исследований, проведенных с использованием современных технических средств съемки и обработки, пробурены скважины.

Для характеристики осадочного чехла прогибов центральной части моря использованы данные, полученные ФГУНПП «Севморгео» при выполнении работ по профилю 2ДВ-М, поскольку сейсмические материалы 80-х годов XX века АО «Дальморнефтегеофизика» признаны некондиционными. Привязка сейсмических горизонтов при стратификации осадочного чехла по профилю 2ДВ-М осуществлена к разрезу скв. Магаданская-1 [59].

Для стратификации осадочного чехла Западно-Камчатского и Тинровского бассейнов использована сеймостратиграфическая схема, сейсмические горизонты которой увязаны с разрезом скв. Магаданская 1 [58].

Для стратификации осадочного чехла *Северо-Сахалинского, Дерюгинского и Пограничного прогибов* использована схема Северо-Сахалинского бассейна, согласно которой в осадочном чехле бассейна может быть выделено 9 сейсмокомплексов, разделенных сейсмическими горизонтами 8д', 8д, 7, 6, 5д, 4, 2, 1, имеющих собственные названия. Стратификация разреза с привязкой сейсмических горизонтов к опорной скважине Дагинская 1 приведена на рисунке (Рис. 9).

Уверенно в Северо-Сахалинском, Дерюгинском и Пограничном бассейнах прослеживаются региональные сейсмические горизонты 7, 6, 4 и 2 (Рис. 10), разделяющие осадочный чехол на палеогеновый, нижне-среднемиоценовый, средне-верхнемиоценовый, верхнемиоцен-нижнеплиоценовый и нижнеплиоцен-четвертичный сейсмокомплексы.

Палеогеновый сейсмокомплекс несогласно залегает на породах акустического фундамента. На сопредельном шельфе Сахалина палеогеновые отложения изучены скважинами Дагинская 1 и Хангузинская 1, где представлены кремнисто-терригенными и терригенными породами.

Сейсмокомплекс имеет сложное строение. Отложения накапливались в обстановках от прибрежно-морских до мелководно-морских и морских. В прибортовых зонах отмечаются конусы выноса, оползневые тела, на удалении от источника сноса – каналы, врезы. Мощность сейсмокомплекса в депоцентрах погружения достигает 4,5 км.

Нижне-среднемиоценовый сейсмокомплекс сложен, в основном, алеврито-глинистыми, глинистыми и кремнисто-глинистыми породами морских фаций, на восточном борту Дерюгинского прогиба в непосредственной близости у поднятия прогнозируются мелководно-морские песчаные и глинисто-песчаные отложения. В Северо-Сахалинском бассейне осадконакопление дагинской части комплекса

определялось влиянием крупной дельтовой системы. Максимальная мощность сейсмокомплекса составляет 2,2 км.

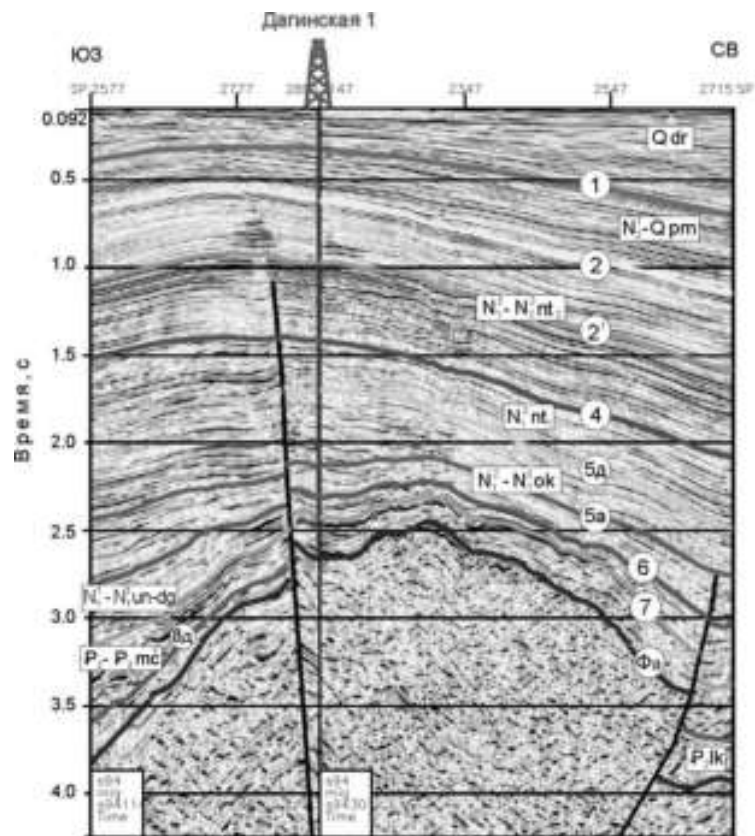


Рис. 9. Временной сейсмогеологический разрез северо-восточного участка шельфа о. Сахалин.



Рис. 10. Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю SA04-221.

Нижне-верхнемиоценовый сейсмокомплекс в Северо-Сахалинском бассейне имеет двухчленное строение: нижняя часть сложена преимущественно глинами и алевролитами с опесчаниванием в северной части (на широте Одоптинского месторождения), а верхняя часть представляет регрессивную песчаную толщу, сформированную в результате интенсивной деятельности Палеоамура. Вдали от источника сноса отлагались монотонные толщи терригенного или кремнисто-терригенного состава. Мощность сейсмокомплекса по площади изменяется в диапазоне 0,2-0,8 км.

Верхнемиоцен-нижнеплиоценовый сейсмокомплекс формировался в условиях подъёма уровня моря, неоднократно прерывавшегося кратковременными регрессиями. Основным поставщиком терригенного материала в Северо-Сахалинский бассейн, как и ранее, являлся Палеоамур, основные объёмы осадков которого проградировали на северо-восток, где в разрезе комплекса фиксируются седиментационные тела (фаны), свидетельствующие об активизации поступления терригенного материала (Кайганско-Васюканское-море месторождение). В Дерюгинском и Северо-Пограничном прогибах в сейсмокомплексе мощностью до 0,7 км прогнозируются глубоководные глинистые и кремнисто-глинистые отложения.

Нижнеплиоцен-четвертичный сейсмокомплекс на шельфе Сахалина слагает крупное линзовидное тело бокового наращивания с максимальной мощностью более 3,5 км. На внешнем шельфе и в некомпенсированной части впадины Дерюгина мощность комплекса сокращается до 0,1-0,3 км. Режим седиментации во впадине Дерюгина в нижнем плиоцене-квартере унаследован от предыдущих этапов и определяется наращиванием дельтовой платформы в восточном направлении и глубоководными условиями осадконакопления в центральной и восточной частях впадины.

В осадочном чехле *Центральной части* моря выделены палеоцен-нижнеолигоценовый, верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный сейсмокомплексы (Рис. 11). Палеоцен-нижнеолигоценовый и верхнеолигоцен-нижнемиоценовый сейсмокомплексы формировались на рифтовом этапе развития прогибов, а средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный сейсмокомплексы рассматриваются как пострифтовые. Общая мощность отложений чехла в прогибах Центральной части моря достигает 4,5-5,0 км. Разновозрастный акустический фундамент выходит на поверхность морского дна на поднятиях.

Палеоцен-нижнеолигоценовый сейсмокомплекс сложно построен. На пологих бортах односторонних грабенов отмечаются косослоистые сейсмофации, сменяющиеся в мульде субпараллельным разноамплитудными отражениями. На крутом борту прогиба Лебеда (Рис. 11) регистрируются дивергентные отражения, свидетельствующие об его активном погружении. Сейсмофациальные особенности указывают на преобладание в верхней части разреза морских тонкослоистых отложений, в нижней части и в прибортовых зонах – прибрежно-морских и мелководно-морских отложений. Максимальная мощность сейсмокомплекса в грабенах центральной части Охотского моря изменяется в широком диапазоне от 0,6 до 2,1 км.

Верхнеолигоцен-нижнемиоценовый сейсмокомплекс в волновом поле характеризуется субпараллельным отражениями, в составе сейсмокомплекса более вероятны тонкослоистые отложения, сформированные на удалении от активных источников размыва. Максимальная мощность сейсмокомплекса достигает 2,0 км.

Средне-верхнемиоценовый сейсмокомплекс сложен преимущественно глинистыми и глинисто-кремнистыми отложениями о чём свидетельствует высокоамплитудная граница

опал-А/опал-СТ, секущая первичную поверхность напластования. Мощность сейсмокомплекса не превышает 0,5 км.



Рис. 11. Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 2-ДВ-М.

Плиоцен-четвертичный сейсмокомплекс в волновом поле представлен слабоамплитудными отражениями с «полупрозрачным» сейсмическим обликом, указывающем на преимущественно тонкослоистый характер отложений. Мощность сейсмокомплекса изменяется от 0,2 до 0,4 км.

В *Западно-Камчатском и Тинровском* бассейнах уверенно прослеживаются сейсмические горизонты 3, 2 (2зк) и 1, разделяющие осадочный чехол на (Рис. 12) среднеэоцен-нижеолигоценый, верхнеолигоцен-среднемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и верхнемиоцен-четвертичный сейсмокомплексы [58]. Сейсмические горизонты маркируют региональные несогласия, сформированные в эвстатические минимумы (среднеэоценовый, среднеолигоценый, среднемиоценовый) и фазы тектогенеза (Алеутская, Сахалинская).

Среднеэоцен-нижеолигоценый сейсмокомплекс в Западно-Камчатском и Тинровском бассейне сложен морскими тонкослоистыми терригенными и глинисто-кремнистые отложения, что подтверждено данными по скв. Западно-Сухановская 1 [62]. Максимальная мощность сейсмокомплекса в депоцентрах прогибов достигает 5,0-7,0 км.

Верхнеолигоцен-среднемиоценовый сейсмокомплекс представлен кремнистыми и глинисто-кремнистыми отложениями по аналогии с составом сейсмокомплекса, вскрытым скв. Западно-Сухановская 1. Отложения сейсмокомплекса накапливались на значительном удалении от области размыва. Небольшие по мощности склоновые шлейфы формировались у подножья крупных островов и в виде конусов выноса около тектонических уступов. Активный режим осадконакопления с формированием склоновых шлейфов, существовал на юге Колпаковского и Шелиховского прогибов. В Тинровском

бассейне на юго-западном борту и вблизи депоцентра выделяются турбидиты. Максимальная мощность сейсмокомплекса в депоцентрах достигает 2,5-4,0 км [56, 58].

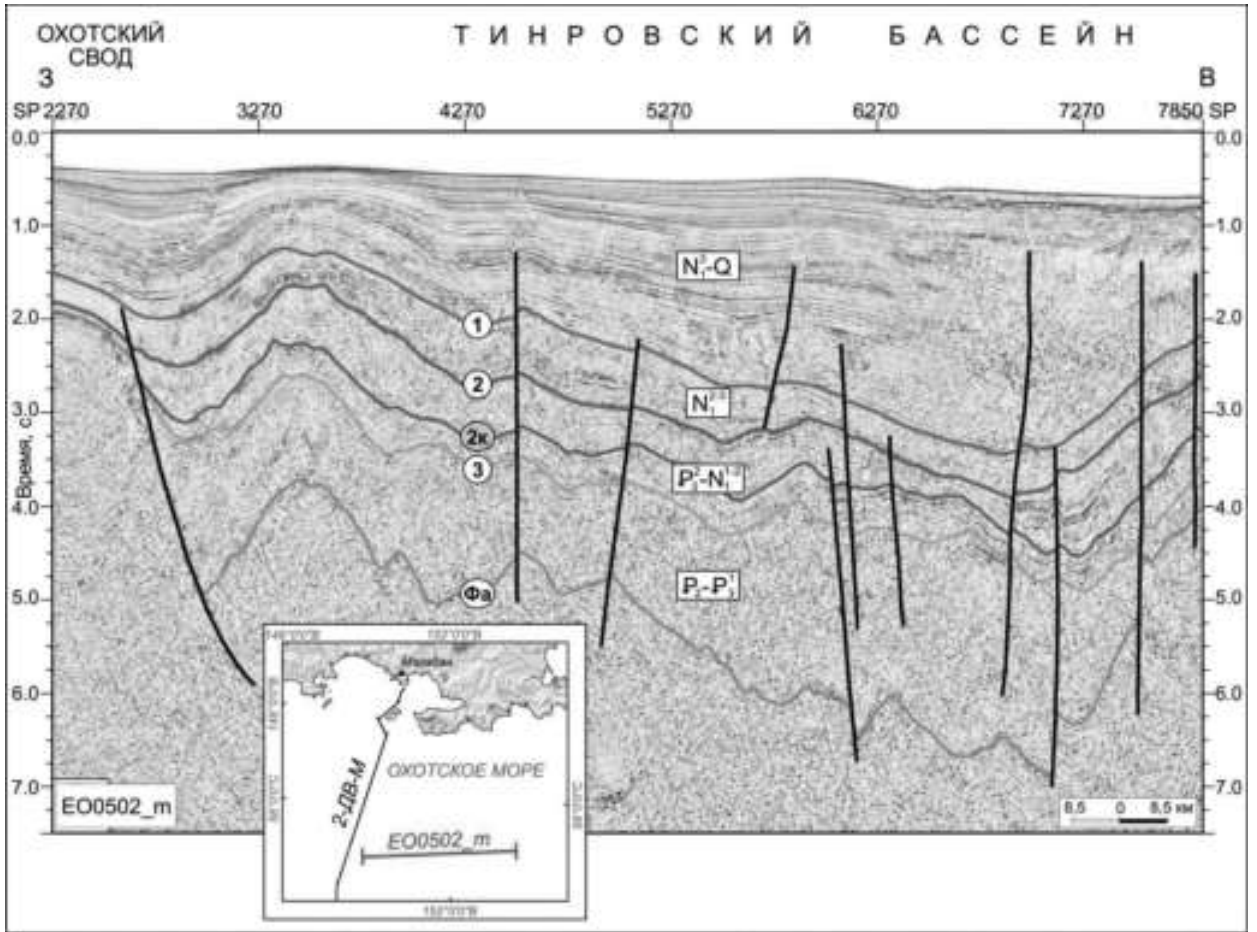


Рис. 12. Временной сейсмогеологический разрез по профилю EO0502_m.

Средне-верхнемиоценовый сейсмокомплекс формировался преимущественно в обстановке открытого шельфа. Скважиной Западно-Сухановская 1 вскрыты кремнисто-глинистые отложения, сменяющиеся вверх по разрезу туфогенно-терригенными. В Западно-Камчатском бассейне сейсмокомплекс образует мощный проградирующий в западном направлении седиментационный клин с прилеганием в подошве и уменьшением мощности в западном направлении. Мощность сейсмокомплекса 1,0-2,0 км

Верхнемиоцен-четвертичный сейсмокомплекс на восточном борту Западно-Камчатского бассейна, охваченного четвертичными дислокациями, частично или полностью размыт. Разрез сейсмокомплекса, вскрытый скв. Западно-Сухановская 1, представлен песчано-гравийными отложениями с примесью туфогенного материала [62]. В Тинровском бассейне в составе сейсмокомплекса прогнозируются преимущественно кремнисто-глинистые отложения. На Камчатском шельфе выделены серии бокового наращивания, продвижение которых происходит в западном направлении. Максимальная мощность сейсмокомплекса достигает 2,0 км в Западно-Камчатском бассейне и 2,5 км в Тинровском прогибах.

Южно-Охотский бассейн. В осадочном чехле аквальной части *Гольгинского* прогиба прослеживается 4 сейсмических горизонта, разделяющих осадочный чехол на пять сейсмокомплексов (Рис. 13).

Среднеэоценовый сейсмокомплекс выполняет изолированные впадины, несогласно перекрывая нижележащий акустический фундамент и ступенчатые борта трогов. Волновая картина представлена несколькими типами сейсмофациальных единиц, характеризующих прибрежно-морские, мелководно-морские и относительно глубоководные условия седиментации. Очень широко развиты склоновые сейсмофации и подводные конусы выноса, слагающие стратифицированные толщи с бугристым или косослоистым рисунком напластования. Мощность сейсмокомплекса достигает 1,5 км [39].

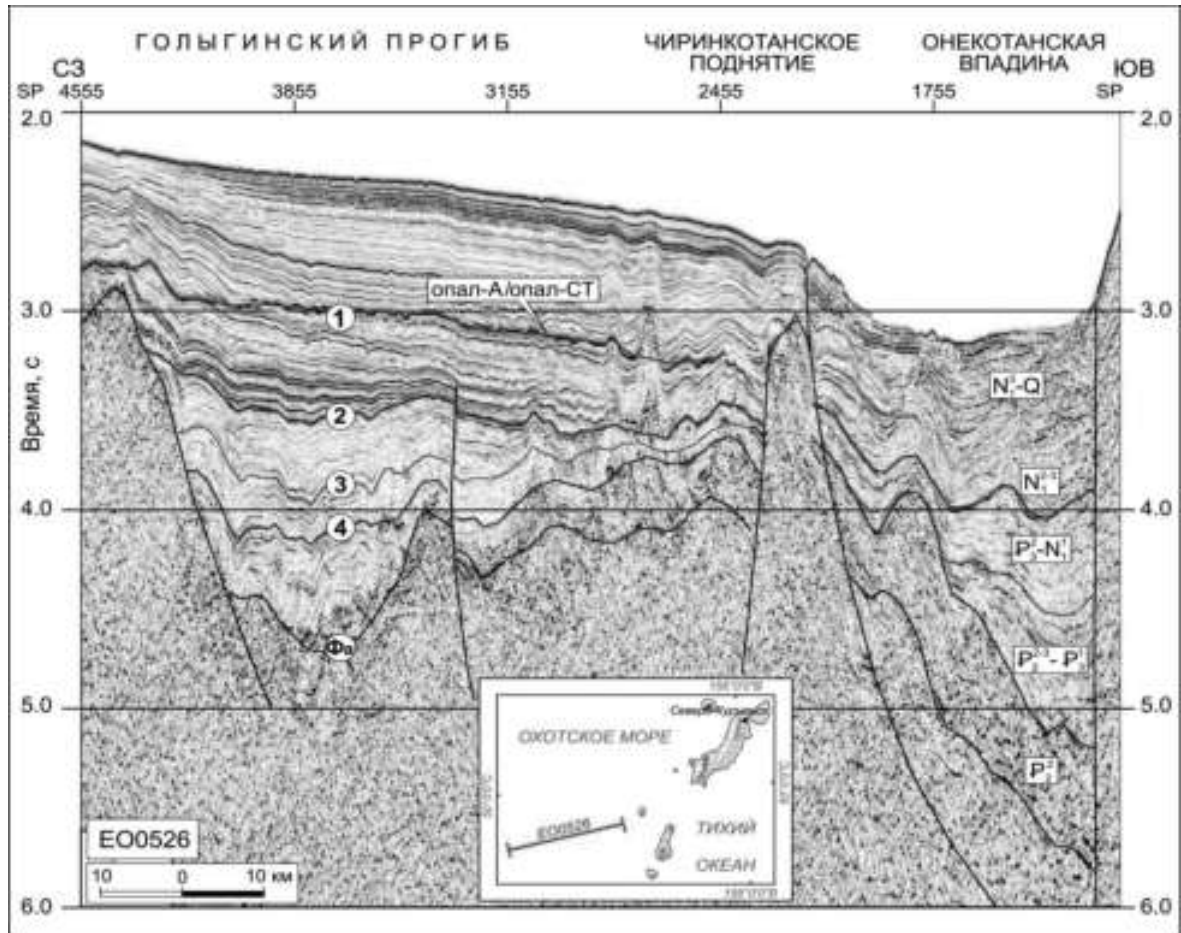


Рис. 13. Временной сейсмогеологический разрез по профилю EO0526.

Среднеэоцен-нижеолигоценовый сейсмокомплекс с подошвенным налеганием перекрывает подстилающие среднеэоценовые отложения и (или) акустический фундамент. В наземной части Голыгинского прогиба в параметрической скв. Крестовская 1 в инт. 3200-3550 м вскрыта гакхинская свита (переслаивание туфоалевролитов, туффитов псаммитовых и алевритовых, силицитов, туфосилицитов) [31]. В волновом поле сейсмокомплекса представлен относительно монотонной толщей с полупрозрачным обликом, так и субпараллельным или, реже, бугристым типом наслоения. Формирование сейсмокомплекса происходило, вероятно, на удалении от источников сноса, на что указывает ограниченное развитие седиментационных тел, преобладающее большинство которых сосредоточено в прибортовых зонах прогиба. Мощность сейсмокомплекса в депоцентрах достигает 1,5 км.

Верхнеолигоцен-нижненемиоценовый сейсмокомплекс в волновом поле характеризуется субпараллельными непрерывно-прерывистыми и прерывистыми разноамплитудными отражениями, на фоне которых прослеживаются отдельные

высокоамплитудные площадки. В депоцентрах отражения, в основном, низкоамплитудные, а рисунок сейсмической записи – "полупрозрачный". Такой характер волнового поля отвечает, по-видимому, тонкослоистым терригенным и кремнисто-глинистым разностям. Мощность сеймокомплекса в депоцентрах достигает 1,5 км.

Средне-верхнемиоценовый сеймокомплекс сложен однородными отложениями, сформированными в обстановке открытого шельфа в условиях дефицита терригенного материала. Мощность сеймокомплекса не превышает 1,0-2,0 км.

Верхнемиоцен-четвертичный сеймокомплекс в волновом поле представлен субпараллельными непрерывно-прерывистыми и непрерывными отражениями. В подошве сеймокомплекса на глубине 1,7-2,5 с прослеживается граница опал-А/опал-СТ, свидетельствующая о кремнисто-глинистом составе отложений. Максимальная мощность сеймокомплекса достигает 1,5 км.

В *Южно-Охотском прогибе* на имеющихся сейсмических разрезах довольно уверенно прослеживается только несогласие в кровле акустического фундамента, осадочный разрез слабодифференцирован (Рис. 14). Суммарная максимальная мощность осадочного чехла составляет 4-4,5 км.

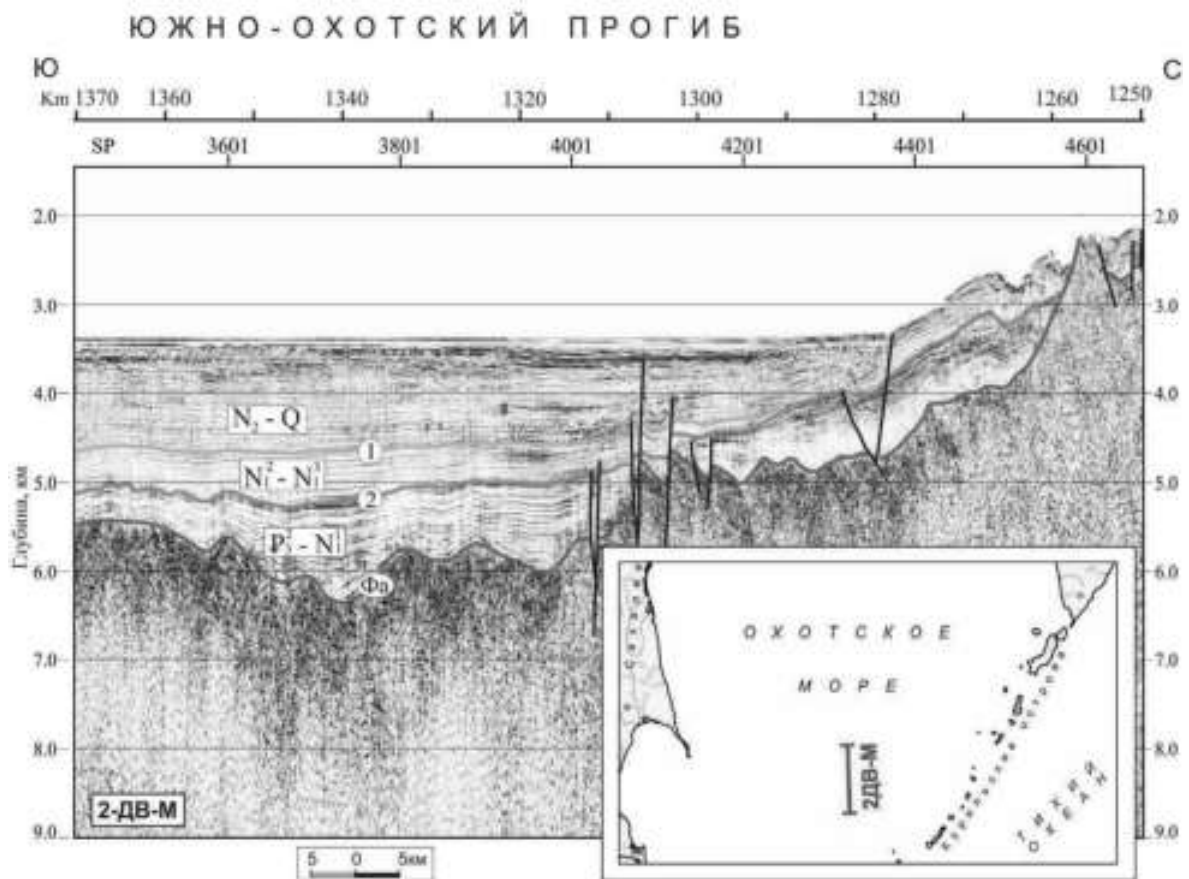


Рис. 14. Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю 2-ДВ-М.

Стратифическая схема осадочного чехла прогиба не разработана как из-за отсутствия высокоинформативных сейсмических данных, так и отсутствия достаточного объема информации для определения возраста сеймокомплексов. В осадочной толще большинство исследователей [3,30,49,52] выделяют три сеймокомплекса, представленных глинисто-алевритовыми отложениями, пелагическими глинами, аргиллитами, турбидитами, прослоями вулканических пород, условно датируемые как верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный. По [42] в

абиссальной части Южно-Охотского прогиба можно выделить четыре сейсмокомплекса. Базальный слой чехла (сейсмокомплекс 4), предположительно верхний мел-среднеэоценовый, выполняет впадины первичного рельефа акустического фундамента. На склоне поднятия Академии Наук этот слой отсутствует.

2.3. Тектоника

Охотоморский регион расположен в зоне перехода Азиатского континента к Тихому океану. Земная кора большей части региона относится к континентальному типу со средней мощностью около 25-30 км. В Южно-Охотском прогибе мощность коры сокращается до 10-12 км. По новым данным ГСЗ (профиль 2-ДВ-М) кора впадины может относиться к субконтинентальному типу [34].

Значительную часть Охотского моря согласно [47] занимает Охотская провинция шельфового задугового бассейна, в пределах которой обособляются Северо-Охотская, Присахалинская и Центрально-Охотская субпровинции, Южно-Охотская мегазона Курильской островодужной области и Западно-Камчатская мегазона Корякско-Камчатской покровно-складчатой области. Общей особенностью региона является центробежное распределение осадочных бассейнов вокруг расположенного в центральной части моря Охотского свода. Данная закономерность является следствием развития деструкционных систем Охотоморской плиты, различающихся временем заложения, тектонической позицией в структуре континентальной окраины, структурным стилем деформаций фундамента и осадочного чехла, отражающими геодинамическую обстановку (Рис. 15).

Мезозойский фундамент Охотской провинции представлен комплексами, сформировавшимися в геодинамических обстановках коллизионного покровно-складчатого орогена. В результате кайнозойского тектогенеза сформировались рифтогенные прогибы и грабены и разделяющие их поднятия. О современной тектонической активности структур Охотского моря свидетельствуют высокие и аномальные значения теплового потока (Рис. 16). Аномально высокие значения теплового потока приурочены к разломам, выделяемым на своде Центрально-Охотского поднятия и его бортах. Высокими значениями теплового потока (среднее 97 мВт/м^2) выделяются поднятия Института Океанологии и Академии Наук СССР, испытавшие многоэтапную активизацию в кайнозое, а также Дерюгинский, Тинровский и Южно-Охотский прогибы.

В море акустический фундамент вскрыт 5 скважинами и представлен серпентинитами (скв. Тойская 1, гл. 3808 м), нижнемеловыми терригенно-вулканогенными породами (скв. Хангузинская 1, гл. 1150 м), юрско-нижнемеловыми раздробленными черными аргилитами с прослоями алевролитов (скв. Новиковская 1, гл. 1740 м), верхнемеловыми терригенными породами (скв. Петровская 1, гл. 950 м) и вулканогенно-осадочными породами верхнего мела-нижнего палеоцена (скв. Магаданская 1 (инт. 2905-3175 м).

По результатам изучения драгированных образцов, отобранных на подводных поднятиях [21], комплекс акустического фундамента в центральной части моря сложен разнообразными по происхождению и возрасту метаморфическими, терригенными, интрузивными и вулканогенными породами. Среди вулканогенных пород Охотского моря выделено семь возрастных комплексов, объединенных в две группы: позднемезозойскую и кайнозойскую, отражающие определенные этапы развития Охотоморского региона [11, 12].

Северо-Сахалинский осадочный бассейн занимает значительную часть острова и шельфа. В плане бассейн имеет прямоугольную форму субмеридиональной ориентировки. Общая протяжённость бассейна составляет 650 км, ширина – 200-220 км. Мощность кайнозойского чехла в зонах максимального погружения достигает 7,0-12 км

Структурами II порядка в аквальной части бассейна являются Байкал-Помрьский, Марийский, Северо-Сахалинский, Мынгинский прогибы, Северо-Эспенбергское, Северо-Шмидтовское, Южно-Кириновское конседиментационные поднятия. Байкал-Помрьский и Марийский прогибы расположены в западной части бассейна, Северо-Сахалинский – в восточной. Они разделены структурами Хоккайдо-Сахалинской складчато-сдвиговой системы, занимающей центральную часть о. Сахалин и часть акватории к северу от острова. Система контролируется Срединно-Сахалинским (Западно-Охотским) мегасдвигом. Структурные стили представлены присдвиговыми приразломными складчато-блоковыми структурами субмеридионального сжатия. Высокой степенью деформированности отличается Восточно-Сахалинская зона скупивания, основным элементом которой является Шмидтовское поднятие.

Северо-Сахалинский прогиб является самой крупной структурой бассейна. В акватории его размеры составляют 260×90 км. На юге ограничением прогиба являются Южно-Кириновское и Ногликское поднятия, на востоке – Шмидтовское, Шивчибинское и Ульвинское, на западе – горст-антиклинальное поднятие Восточно-Сахалинской складчатой зоны. В прогибе выделены Пильтунская, Чайвинская и Лунская (Конгинская) с.з., сформированные в результате присдвигового растяжения в зоне Хоккайдо-Сахалинского разлома [50]. Максимальная мощность кайнозойского выполнения в локальных синклиналях составляет 8,0-12,0 км, при этом в составе осадочного чехла широко распространены разновозрастные дельтовые системы. Синклинальные зоны разделены Одоптинской, Ныйской и Кириновской антиклинальными зонами север-северо-западного и субмеридионального простирания. Восточный борт прогиба осложнён протяжёнными Восточно-Одоптинской и Баутинской антиклинальными зонами.

Дерюгинский осадочный бассейн занимает узкую полосу шельфа Сахалина и глубоководную часть Охотского моря с некомпенсированным характером осадконакопления и ярко выраженным позднекайнозойским рифтогенезом. На севере бассейн ограничен Кашеваровским блоком, на западе – условным ограничением бассейна является зона Восточно-Сахалинского и Западно-Охотского разломов, на востоке – поднятия Лебеда, Атласское и Института Океанологии. На юго-востоке ограничением бассейна, отделяющим его от сопряжённых Северо-Сахалинского и Пограничного, являются Ногликское, Дерюгинское и Онорское поднятия.

Бассейн простирается в северо-западном направлении на расстояние более 400 км, ширина прогиба составляет 80-90 км. Основными структурами II порядка являются Томинский, Дерюгинский, Восточно-Дерюгинский прогибы, Тихоновича, Восточно-Дерюгинское и Атласское поднятия. Характерным является несовпадение положения депозцентра современной впадины Дерюгина, расположенного восточнее экстремального погружения фундамента, фиксируемого у западного ограничения прогиба, что, вероятно, связано с интенсивным компенсационным прогибанием, вызванным большим объёмом терригенного материала, транспортируемого Амуром (Палеоамуром). Максимальные мощности чехла (8,0-9,0 км) фиксируются у западного борта прогиба.

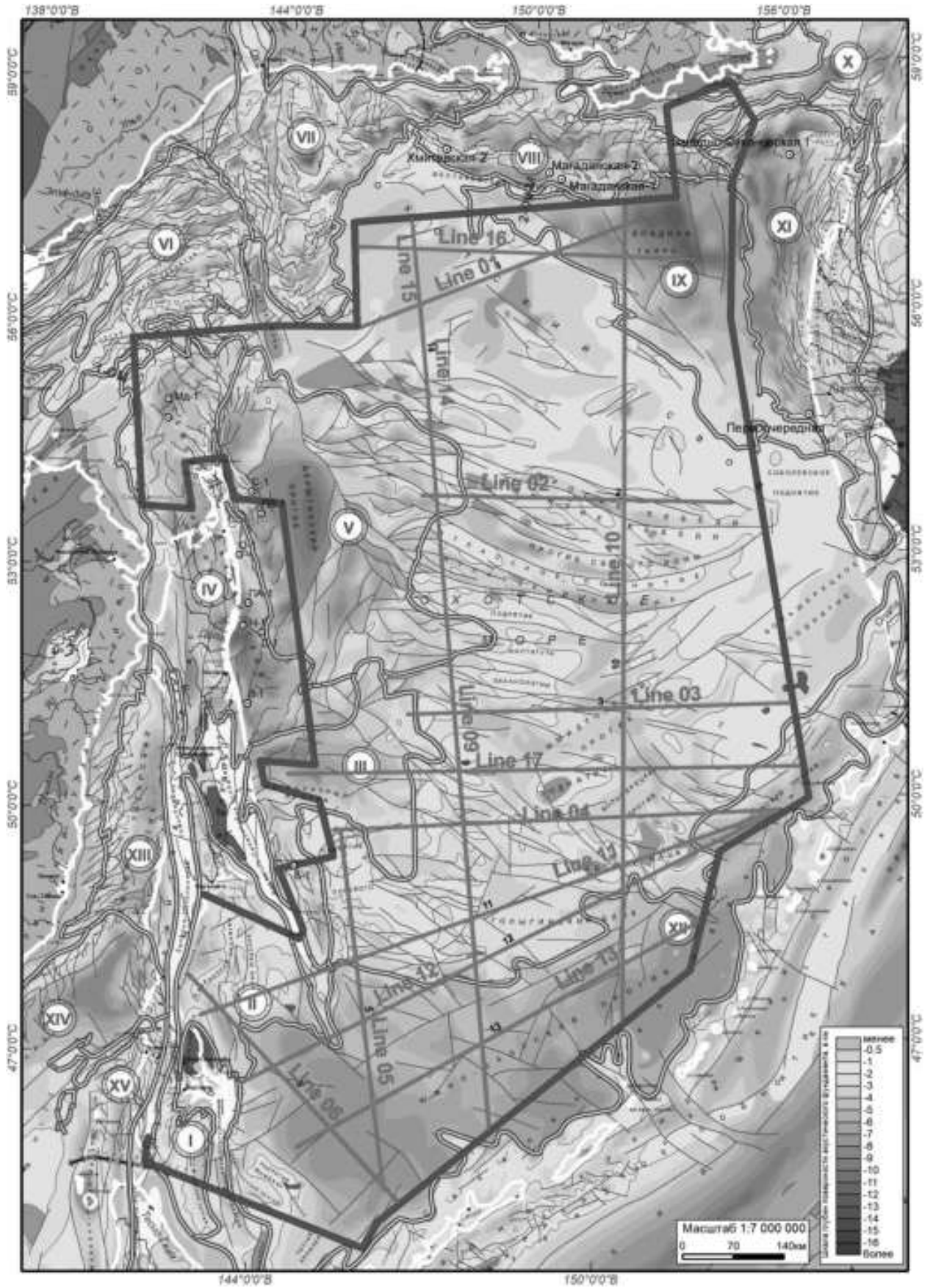


Рис. 15. Структурно-тектоническая схема Охотского моря.

Условные обозначения



бассейн

- I – залива Анива
- II – залив а Терпения
- III - Пограничный
- IV - Северо-Сахалинский
- V - Дерюгинский
- VI - Шантарский
- VII - Лисянского-Кашеварова
- VIII - Магаданский
- IX - Тинровский
- X - Шелиховский
- XI - Западно-Камчатский
- XII - Южно-Охотский
- XIII - Северо-Татарский
- XIV - Южно-Татарский
- XV - Исикири-Западно-Сахалинский



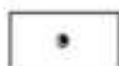
проектный участок работ



проектные профили



разрывные нарушения в акустическом фундаменте



скважина

Крайевые части континентов



Палеозойско-мезозойские складчатые системы



Срединные массивы



Окраинно-континентальные (Охотско-Чукотский и Восточно-Сихоте-Алинский) вулканические пояса

Выходы акустического фундамента Тихоокеанской транзитали и Тихоокеанской платформы



уплотненные метаморфизованные породы различного возраста покровно-складчатых областей (Хоккайдо-Сахалинской и Коряко-Камчатской)



вулканические образования кайнозойских островодужных и других вулканических поясов (Центрально-Камчатский, Восточно-Камчатский, Западно-Камчатско-Корякский)



вулканические породы Курило-Южно-Камчатского кайнозойского вулканического пояса



уплотненные и метаморфизованные породы докайнозойского возраста



интрузивные и вулканические породы палеозой-кайнозойского возраста



вулканические породы палеокеанического мезо-кайнозойского вулканического пояса

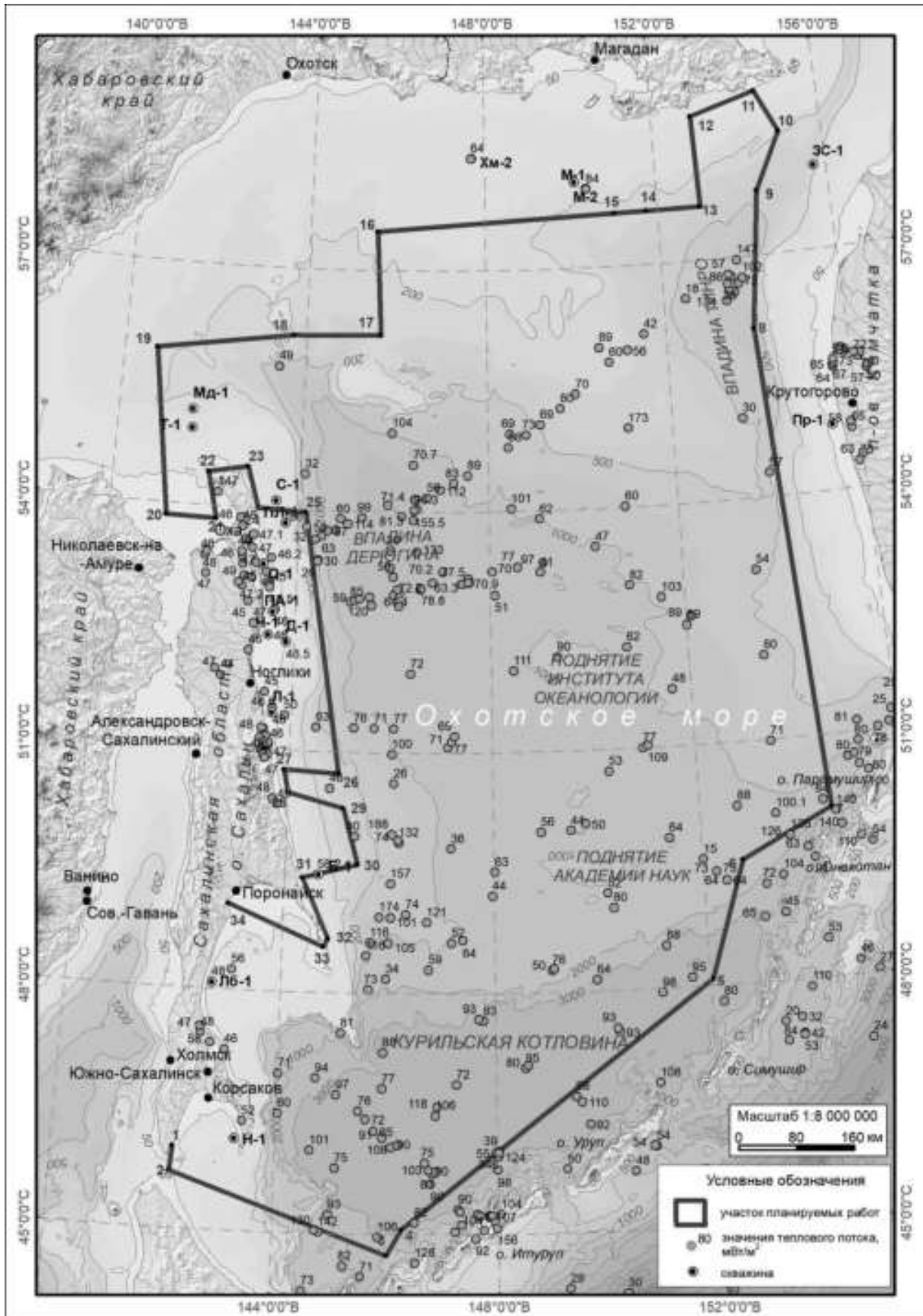


Рис. 16. Схема станций теплового потока в Охотоморском регионе.

Пограничный осадочный бассейн занимает значительную часть шельфа, простираясь в юго-восточном направлении на расстояние до 330 км при ширине 150-170 км. С севера бассейн ограничен Мынгинским и Дерюгинским поднятиями, на западе – горным сооружением Восточно-Сахалинских гор, на востоке – поднятиями Института Океанологии и Академии Наук. На юге бассейн раскрывается в Южно-Охотский глубоководный бассейн.

Структурами II порядка являются Северо-Пограничный, Пограничный и Тюлений прогибы, расположенная на западе бассейна Прибрежная складчато-сдвиговая зона, представляющая сегмент Восточно-Сахалинской складчатой зоны. Мощность кайнозойского чехла составляет 4,5-9,0 км.

Поднятие Полевого представляет собой крупную положительную структуру северо-западной ориентировки размером 320×20-50 км. Структура поднятия осложнена узкими грабенами северо-западного и северо-восточного простирания. Свод поднятия максимально (до 1,5 км) приподнят в центральной и южной частях поднятия и погружается на северо-запад до глубины 3,0 км.

Центрально-Охотская система прогибов и поднятий рассматривается как деструкционная система, сформированная в условиях преимущественно присдвигового растяжения. Подобного типа системами (pull-apart basins) являются Шантарский, восточная часть Лисянского-Кашеварова, Магаданский и др. бассейны.

Центрально-Охотская система представляет собой чередование прогибов и поднятий преимущественно субширотного простирания, ограниченных с одной или двух сторон сбросами (Рис. 15). Самой крупной структурой является поднятие Академии Наук (300×90 км). Поднятия Лебеда (400×60 км) и Атласское (400×30 км) разделяют линейные прогибы Лебеда, Святого Ионы и Атласский, характеризующиеся протяженностью от 350 до 375 км и шириной 25-37 км. Размеры Шмидтовского прогиба 125×175 км, а Большерецкого – 175×65 км. Мощность осадочного чехла в прогибах составляет 4,5-5,0 км, на поднятиях не превышает 1,0 км.

Большерецкое поднятие плане имеет линейно-вытянутую форму северо-восточного простирания. На суше прослеживается до структур Срединно-Камчатского массива метаморфических пород (Лунтосский массив). Поднятие имеет субплатформенное строение, ровный полого-наклонный, преимущественно в юго-юго-западном направлении фундамент с незначительным осадочным чехлом миоцен-плиоценового возраста, мощностью от 0,2 км (на востоке) до 1 км (на западе). Породы осадочного чехла образуют моноклираль, полого наклоненную к западу (5-10°).

Западно-Камчатский осадочный бассейн, занимающий восточную часть Охотского моря и Западно-Камчатскую прибрежную низменность, имеет вытянутую, несколько изогнутую форму, простирание его изменяется от северо-западного на юге до субмеридионального и субширотного у северного замыкания бассейна. На юго-западе бассейн раскрывается в глубоководный Тинровский бассейн. Протяжённость прогиба 610 км, ширина у южной центриклинали составляет 100 км, на севере 200 км [57,61]. Прогиб выполнен кайнозойскими отложениями мощностью до 7,0-9,0 км. Структурами II порядка являются Шелиховский, Колпаковский, Хайрюзовский прогибы и поднятия Овра, Утхолокское и Моршечное.

Шелиховский прогиб, раскрывающийся на западе в Тинровский бассейн, является наиболее крупной структурой Западно-Камчатского осадочного бассейна. Простирание прогиба изменяется от субмеридионального до субширотного у восточной

центриклинали, протяжённость прогиба составляет 300 км, максимальная ширина – 160 км. По кровле фундамента оконтуривается несколько зон прогибания глубиной от 6,0 до 8,5 км [61].

Колтаковский прогиб прослеживается от берега в северо-западном направлении на расстояние 130 км [57]. Отложения, выполняющие юго-восточный борт прогиба, полого примыкают к Соболевскому выступу, выделенному в пределах Большерецкого поднятия. Северо-западный борт прогиба через низкоамплитудные поднятия сочленяется с южной центриклиналью Шелиховского прогиба. Мощность осадочного чехла в депоцентрах погружения достигает 8,5-9,0 км.

Хайрюзовский прогиб, расположенный между Омгонским и Утхолокским поднятиями, характеризуется в целом простым синклинальным строением и простирается в северо-восточном направлении на расстояние 170 км при ширине 30 км. Максимальная мощность осадочного чехла превышает 4,0 км.

Тинровский осадочный бассейн имеет асимметричное строение и является центром осадконакопления северо-восточной части Охотморского региона [30]. С юго-запада по системе конседиментационных высокоамплитудных (более 3,0 км) сбросов северо-западного простирания бассейн граничит с Охотским сводом (Рис. 15). С востока по субмеридиональной Аманинской зоне глубинного разлома и приуроченного к ней Крутогоровского поднятия граничит с Западно-Камчатским прогибом. На северо-западе прогиб ограничен Шестаковским поднятием, на севере – по системе малоамплитудных антиклинальных перегибов сопряжён с Магаданским бассейном. Мощность осадочного чехла достигает 8,0-12 км.

Центральную часть бассейна занимает одноименный прогиб, ориентированный в север-северо-западном направлении, протяжённостью 325 км, шириной – от 100 км на юге до 200 км на севере. Северное замыкание прогиба представлено центриклинальными замыканиями, разделенными сбросо-сдвигом северо-западного простирания, восточный борт прогиба осложнён субмеридиональными правосторонними сдвигами. Наиболее крупной структурой Тинровского прогиба является Центрально-Тинровская синклинальная зона, прослеживаемая в север-северо-западном направлении на расстояние 175 км при ширине до 85 км. В пределах зоны выделены Северо-Тинровская и Южно-Тинровская мульды с глубиной погружения кровли фундамента 12,5 и 8,5 км.

Южно-Охотский бассейн включает Голыгинский и Южно-Охотский прогибы.

Голыгинский прогиб большей частью расположен в акватории Охотского моря, а его северо-восточное замыкание охватывает часть юго-западной Камчатки (Рис. 15). Протяжённость прогиба составляет 450 км, ширина увеличивается от 25 км в северо-восточной терральской части до 100 и более км в аквальной. Прогиб имеет асимметричный поперечный профиль. Северо-западный борт по системе малоамплитудных антитетических или нормальных сбросов контактирует с Большерецким поднятием. Юго-восточный борт обрывается высокоамплитудным разломом, отделяющим от Большекурильского поднятия. Юго-восточная граница прогиба на всём протяжении тектоническая, что подтверждается гравитационной ступенью интенсивностью 3-4 мГал/км и ступенчатым подъёмом поверхности мезозойского фундамента в бассейне р. Саван. В прогибе в рельефе кровли фундамента выделяются несколько депоцентров прогибания, над которыми в осадочном чехле развиты локальные синклинали (впадины), часть из которых объединена в синклинальные зоны. Мощность осадочного чехла достигает 5,0 км.

Южно-Охотский прогиб в плане имеет форму треугольника, вытянутого вдоль Курильской дуги. Центральная часть прогиба представляет собой выровненную глубоководную равнину с отметками 3200-3300 ниже уровня моря. Поднятия Буссоль и Простор, приуроченные к продолжению косых разломов, секущих Курильскую дугу, делят центральную часть прогиба на три котловины: Атласова, Уруп и Итуруп. В пределах поднятий и на юго-восточном борту прогиба располагаются потухшие вулканы и вулканические постройки. До конца XX века в осевой части прогиба не наблюдали никаких следов рифта или связанных с ним структур [30] и линейных магнитных аномалий [3], свидетельствующих о спрединге. По сейсмическим материалам, полученным в 26-м рейсе НИС "Профессор Гагаринский" [54], в прогибе выделен спрединговый хребет, ориентированный вкрест простирания его простирания [3]. Максимальная мощность осадочного чехла составляет 4,0-4,5 км. Чехол сложен олигоцен-четвертичными [3,49,52] или поздний мел-четвертичными [42] отложениями.

2.4. Нефтегазоносность

Участок работ по [20] включает полностью Южно-Сахалинскую нефтегазоносную область (НГО) и Дерюгинскую перспективную нефтегазоносную область (ПНГО), значительную часть Южно-Охотской, Центрально-Охотской и Тинровской ПНГО, Северо-Сахалинской НГО, а также небольшие по площади участки Северо-Охотской и Шантарской ПНГО (Граф. 3). На участках распределенного фонда недр (РФН) на шельфе Северо-Сахалинской НГО открыто 18 месторождений, различающихся по величине запасов и фазовому составу. На Графическом приложении (Граф. 3) не показаны месторождения Нептун и Тритон (ООО "Газпром нефть шельф) из-за отсутствия доступной информации. Все месторождения на шельфе связаны с миоценовыми отложениями, в которых выделяются уйнинско-дагинской и окобыкайско-нутовский нефтегазоносные комплексы. Окружное месторождение нефти на суше открыто в палеогеновых отложениях.

Структура начальных суммарных ресурсов (НСР) элементов нефтегазогеологического районирования участка работ, по официальной оценке, на 01.01.2009 г. приведена в таблице (Табл. 6). Практически все НСР Северо-Охотской ПНГО находятся в распределенном фонде недр (Граф. 3). Оценка НСР Дерюгинской, Центрально-Охотской и Южно-Охотской ПНГО (за исключением небольших участков, см. табл. 6) не выполнялась. В Южно-Сахалинской НГО и всех ПНГО НСР представлены категориями D₁ и D₂.

Таблица 6 – Структура НСР акваторий нефтегазогеологических элементов Охотского моря по состоянию на 01.01.2009 г.

№	Нефтегазо-геологические элементы	S персп., тыс. км ²	геологические извлекаемые			
			Нефть+ конденсат, млн.т	Газ своб.+раствор., млрд. м ³	НСР, млн.т н.э.	Плотность НСР, тыс. т н.э./км ²
1	Северо-Сахалинская НГО	96,0	<u>3620,9</u> 1150,6	<u>3229,9</u> 3090,4	<u>6850,8</u> 4241,0	<u>71,4</u> 44,2
3	Южно-Сахалинская НГО	47,4	<u>121,4</u> 39,5	<u>85,8</u> 78,1	<u>207,2</u> 117,6	<u>4,4</u> 2,5
4	Северо-Охотская ПНГО	55,0	<u>777,7</u> 239,3	<u>598,8</u> 569,5	<u>1376,5</u> 808,8	<u>25,0</u> 14,7
5	Шантарская ПНГО	118,1	<u>182,3</u>	<u>1475,7</u>	<u>1658,0</u>	<u>14,0</u>

			66,3	1470,2	1536,5	13,0
6	Тинровская ПНГО	31,8	<u>359,3</u> 110,5	<u>276,6</u> 262,3	<u>635,9</u> 369,8	<u>20,0</u> 11,6
8	Южно-Охотская ПНГО (Гольгинский прогиб)	3,9	<u>0,2</u> 0,1	<u>8,0</u> 8,0	<u>8,2</u> 8,1	<u>2,1</u> 2,1
9	Центрально-Охотская ПНГО (Кольский прогиб)	16,0	<u>31,1</u> 10,7	<u>15,3</u> 14,5	<u>46,4</u> 25,2	<u>2,9</u> 1,6

Перспективы нефтегазоносности Охотского моря связаны с палеогеновыми и ниже-среднемиоценовыми отложениями. Общими факторами, определяющими нефтегазоносность аквальных бассейнов, является благоприятный геодинамический режим [51], значительная мощность осадочного чехла, в разрезе которого присутствуют все породные элементы углеводородных систем (нефтематеринские породы, коллектора и флюидоупоры), а также ловушки разных генетических типов.

Характерной особенностью зонального нефтегазонакопления в *Северо-Сахалинской НГО* является развитие многопластовых месторождений полифазного состава в коллекторах порового типа, развитых в отложениях дагинской и нутовской свит. С трещинно-поровыми и трещинными коллекторами в перекристаллизованных опоках и кремнистых аргиллитах (пильская и пиленгская свиты) связаны залежи нефти месторождений Восточно-Кайганское, Восточно-Эхабинское и Окружное.

Главными региональными факторами, определившими благоприятные условия для формирования высокеемких поровых коллекторов в неогеновой части разреза, являются: лавинный вынос терригенного материала Палеоамуром, неоднократное проявление трансгрессий и регрессий моря, смещение зон максимального накопления осадков в восточном направлении, резкие фациальные замещения вкост простирания фациальных зон [50]. Кровля дагинского и ниженутовского продуктивных комплексов погружена на глубину 4,0 км, на которой сохраняются коллекторские свойства. Наилучшими ёмкостно-фильтрационными свойствами обладают коллекторы, накопление которых происходило в условиях авандельты и на склоне авандельты (Лунское, Кириновское, Южно-Кириновское, Чайвинское месторождения), мелководных банок (Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения) и конусов выноса (Одоптинское месторождение). На месторождении Кайганско-Васюканское-море продуктивными являются отложения подводно-веерных систем.

Северо-Сахалинская НГО является примером оптимального сочетания элементов нефтегазоносной системы и процессов, обеспечивающих формирование залежей УВ. В аквальной части НГО выделяются глубокие очаги, углеводороды в которых генерируют нефтематеринские породы палеоген-неогенового возраста. Структуры, в пределах которых открыты месторождения, совмещены с очага и характеризуются либо всесторонней загрузкой, либо преобладающей односторонней фронтальной.

Газоносность наземной части Южно-Сахалинской НГО связана с миоцен-плиоценовыми отложениями (маруямская свита). Основной тип коллектора поровый, характеризующийся открытой пористостью 25-31% [16].

Нефтегазоносность Западно-Камчатской НГО определяется, в основном двумя комплексами отложений: эоцен-нижнеолигоценным и верхнеолигоцен-плиоценовым. Продуктивными на газоконденсатных месторождениях наземной части НГО являются среднеэоценовые (снатольская свита), олигоценные (утхолокская свита) и средне-верхнемиоценовые (этолонская и эрмановская свиты) отложения. Основной тип

коллектора поровый, реже трещинно-поровый. Коллектора характеризуются средней ёмкостью и пониженной проницаемостью, что объясняется развитием процессов вторичного минералообразования [43]. К нефтегазопроизводящим относятся терригенные эоцен-олигоценые и миоценовые кремнистые и кремнисто-глинистые породы. На многих структурах в скважинах зафиксированы нефтегазопроявления.

Нефтегазоносность аквальной части НГО связывается также со всем разрезом кайнозоя. Нефтегазоматеринские отложения установлены в палеогеновых и неогеновых отложениях. Более морской состав органического вещества пород, позволяет предполагать генерацию преимущественно нефтяных УВ [23]. Очаги нефтегазообразования приурочены к наиболее погруженным частям прогибов. Коллектора в палеогеновой части разреза прогнозируются на значительной площади северной части НГО (Шелиховский бассейн) и прибрежной зоне прогибов центральной и южной части. В нижне-среднемиоценовых отложениях поисковый интерес могут представлять регрессивные комплексы, а в верхнемиоценовых – комплексы проградирующих дельт [43].

В Северо-Охотской, Шантарской, Дерюгинской, Тинровской (Граф. 3) и Центрально-Охотской ПНГО перспективы нефтегазоносности связаны преимущественно с палеогеновыми и в меньшей степени с нижне-среднемиоценовыми отложениями, сложенными на значительной площади кремнисто-глинистыми породами. Общими факторами их нефтегазоносности является активный геодинамический режим, определяющий формирование антиклинальных структур различного генезиса, широкий спектр фациальных обстановок (мелководно-морские, шельфовые, склоновых конусов выноса, турбидитных потоков), в которых формировались отложения и, соответственно, наличие в разрезе породных элементов нефтегазоносной системы (нефтематеринские породы, коллектор, флюидоупор).

2.4.1. Геологическая модель объекта проведения ГГР

Объект работ не обеспечен топокартами, материалами аэрофото- и аэрокосмических съемок. В качестве батиметрической основы будут использованы данные, полученные в результате предшествующих работ, материалы Лоции Охотского моря [25], а также материалы настоящих полевых работ.

Объект проведения ГГР расположен в пределах 8 бассейнов (Рис. 15), характеризующихся неравномерной изученностью. Крайне слабо изучены Южно-Охотский бассейн и система прогибов и поднятий в центральной части моря. Кондиционные сейсмические данные для характеристики осадочного чехла бассейна залива Анива отсутствуют. Существующие в настоящее время представления о геологическом строении и нефтегазоносности бассейнов базируются преимущественно на материалах, полученных в 80-90-е гг. XX в. Высокоинформативные сейсмические данные получены по пяти объектам, обработанным АО «Дальморнефтегеофизика» и ФГУНПП «Севморгео» (Табл. 4).

По имеющимся данным в пределах участка работ выделяется гетерогенный акустический фундамент [11,12,21] и кайнозойский осадочный чехол (Рис. 8-14, Граф. 8, 9). На отдельных участках акустический фундамент выходит на поверхность морского дна. Осадочный чехол сложен терригенными, вулканогенно-терригенными и кремнисто-терригенными отложениями мощностью до 12,0 км. По результатам сейсмофациального анализа состав отложений меняется по площади и разрезу. Сейсмостратиграфическое расчленение осадочного чехла выполнено с привязкой сейсмических горизонтов к

разрезам скважин, пробуренных на шельфе о. Сахалина [8,55] и скважины Магаданская 1 [58].

В рамках планируемого объекта для привязки сейсмических горизонтов будут использованы данные 11 скважин (Табл. 4). Для этого в южной части участка работ 4 новых профиля пройдут через скважины Новиковская 1, Лебяжьинская 1, Борисовская 1 и Савицкая 1. В восточной части участка работ привязка сейсмических горизонтов будет проведена к разрезу скважины Западно-Сухановская 1. Корреляция и увязка сейсмических горизонтов в западной, восточной и северной части моря (скважина Магаданская 1) позволит выполнить стратификацию разреза осадочного чехла в Центральной части моря и разработать общую сейсмостратиграфическую схему региона.

Бассейны Охотского моря характеризуются сложным геологическим строением. Структура осадочного чехла сформирована в несколько фаз тектогенеза, различающихся по интенсивности проявления в разных бассейнах. Современный структурный облик региона определяется системами разрывных нарушений, различающихся по времени заложения и кинематике. Широко развиты протяженные нарушения сдвигового типа.

Участок работ включает полностью Южно-Сахалинскую НГО и Дерюгинскую ПНГО, значительную часть Южно-Охотской, Центрально-Охотской и Тинровской ПНГО, Северо-Сахалинской НГО, а также небольшие по площади участки Северо-Охотской и Шантарской ПНГО (Граф. 3). Максимальной плотностью ресурсов среди ПНГО характеризуются Северо-Охотская и Тинровская ПНГО (Табл. 6). Ресурсы Дерюгинской, Центрально-Охотской и Южно-Охотской ПНГО не оценивались.

На участках распределенного фонда недр на шельфе Северо-Сахалинской НГО открыто 18 месторождений, (Граф. 3). Все месторождения связаны с миоценовыми отложениями. В Северо-Охотской, Шантарской, Дерюгинской, Тинровской и Центрально-Охотской ПНГО перспективы нефтегазоносности связаны преимущественно с палеогеновыми и в меньшей степени с ниже-среднемиоценовыми отложениями.

3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

3.1. Предполевые работы и проектирование

Настоящим проектом предусматривается проведение комплексных геофизических исследований в акватории Охотского моря с целью изучения регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоносных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

Предполевые работы предусматривают составление проектной документации, получение необходимых разрешений и лицензий на проведение работ и этап организации полевых работ. Для проведения морских геологоразведочных работ по объекту выполнено согласование с Министерством обороны РФ (Минобороны России) и получено разрешение Минобороны России №307/1129 от 26 мая 2020 г (Прил.10). В Федеральное агентство по недропользованию переданы документы на оформление лицензии на пользование недрами. По результатам рассмотрения заявки в Роснедра было получено решение №ОК-03-31/9650 от 02.07.2020 г., согласно которому лицензия на проведение работ согласно своду приведенных в Приложении 11 положений законодательства РФ не требуется (Прил.11).

В рамках предполевых работ запланирован этап организации полевых работ. Это работы по подготовке судна, доставке персонала к месту проведения работ, контролю технического состояния и подготовке приборов и оборудования, заправке судна горюче-смазочными материалами (ГСМ), поставке продуктов питания для экипажа. Проведение у причала в порту опорных гравиметрических наблюдений.

3.1.1. Составление проектной документации

До начала производства работ на объекте предусматривается составление и утверждение проектной документации на выполнение работ по региональному геологическому изучению недр.

Проект на выполнение работ составляется на основе технического (геологического) задания, «Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых», утвержденным 14.06.2016 г. приказом Минприроды России № 352 с учетом Приказа Минприроды от 29.05.2018 №226 «О внесении изменений в Правила подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. N 352» (зарегистрировано в Минюсте России 19.09.2018 №52191) [39,41].

Подготовка проектной документации заключается в разработке и обосновании методики, видов и объемов работ, обеспечивающих достижение поставленных задач.

Проектная документация на выполнение работ по объекту составляется ОАО «МАГЭ» с привлечением для проектирования отдельных видов работ и подготовки соответствующих разделов подрядчика АО «Росгео» в соответствии с Техническим геологическим заданием к Договору № 02/2-38 от 17.06.2020 г. Для выполнения работ, в том числе проектных, по объекту со стороны АО «Росгео» привлеченным исполнителем является АО «Дальморнефтегеофизика» (дог.№08-01-05/00227 от 08.07.2020 г.) с соисполнителями-подрядчиками АО «Южморгеология» и АО «СНИИГГиМС».

На стадии проектирования работ с ФГБУ «ВНИГНИ» были согласованы положение, количество и координаты начальных и конечных точек профилей проектных

профилей (табл. 7; 7а, Прил.3). В процессе проектирования положения каждого профиля определены глубины моря вдоль профилей с целью избежания прохождения профиля на участках с предельно малыми глубинами дна моря или обнажений, на которых обработка профиля или его части становится невозможной. Дополнительно выполнено согласование и утверждение у Заказчика схемы ретроспективных профилей (табл. 8, рис.17).

В рамках проектных работ выполнялись:

- анализ выполненных ранее геологоразведочных работ в районе исследований;
- определение состава и методики проведения полевых и камеральных работ в соответствии с Техническим (геологическим) заданием на проведение работ по объекту;
- составление текстовой части проекта и оформление таблиц, иллюстраций и графических приложений;
- составление Укрупненного расчета стоимости работ по проекту.

ОАО «МАГЭ» выполняет подготовку разделов по методике проведения полевых работ (сейсморазведке МОВ ОГТ, надводной гравиметрии, дифференциальной гидромагнитометрии), предварительной (набортной) обработке полученных полевых материалов и методике проведения камеральных работ в объеме 8900 п.км цифровой обработки вновь полученных сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D (пункты базового графа 1-42). Для составления предусмотрено 9 специалистов. Затраты времени ОАО «МАГЭ» на составление проектной документации составят 0,69 мес.

В рамках подрядных работ АО «Росгео» составляются разделы по методике камеральной цифровой обработки и интерпретации вновь полученных (пункты базового графа 42-53) и ретроспективных сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D, данных надводной гравиметрии и дифференциальной гидромагнитометрии, комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. Работы по проекту будут выполняться с привлечением на подрядной основе АО «Дальморнефтегеофизика» (г. Южно-Сахалинск – далее АО «ДМНГ», договор №08-01-05/00227 от 08.07.2020 г.) для выполнения значительной части работ (обработка полученных и ретроспективных сейсмических данных, интерпретация и комплексная интерпретация полученных данных), АО «Южморгеология» (г. Геленджик) (для выполнения обработки и интерпретации гравиразведочных и гидромагниторазведочных данных) и АО «СНИИГиМС» (г. Новосибирск) (построение петроупругой модели пласта по скважинным данным).

Последовательность работ ОАО «МАГЭ» и привлеченных подрядных организаций будет сводиться к следующему:

1. Подготовка проектной документации.
2. Получение лицензии и необходимых разрешений на производство работ.
3. Организация полевых работ.
4. Полевые работы.
5. Ликвидация полевых работ.
6. Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 17 300 пог. км.
7. Обработка полученных геофизических материалов в объеме 8900 пог. км;
8. Обработка полученных геофизических материалов в объеме 8900 пог. км;
9. Загрузка данных в рабочие станции и интерпретация материалов с использованием интерпретационного пакета программ в объеме не менее 26200 пог. км;
10. Составление окончательного геологического отчета.

Таблица 7 - Географические координаты профилей (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиметрия, магнитометрия)

Координаты профилей представлены в географической системе координат WGS84											
Порядок отработки	Направление отработки град.	Номер профиля	Номер точки	Широта			Долгота			Длина, км	Количество ПВ
				градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	68.8°	1	1001	56	10	48,50	145	43	10,31	417,788	11141
			12142	57	26	09,38	152	10	04,47		
4	91.4°	2	1001	53	49	44,34	153	35	44,01	427,838	11409
			12410	54	06	13,65	147	05	27,03		
5	268.3°	3	1001	51	22	44,20	146	47	39,57	532,650	14204
			15205	51	17	04,65	154	26	19,67		
12	267.4°	4	1001	49	59	03,56	153	59	05,44	617,400	16464
			17465	49	55	42,76	145	22	36,89		
6	173.2°	5	1001	49	56	16,56	145	30	34,17	500,775	13354
			14355	45	28	22,44	146	23	10,84		
7	317.5°	6	1001	45	17	13,09	146	40	43,81	433,050	11548
			12549	48	04	47,52	142	43	50,15		
1	355.2°	9	30307	46	10	47,37	148	16	53,67	1024,800	27328
			2979	55	22	03,32	147	13	02,00		
11	000.3°	10	1001	47	27	32,44	150	45	07,19	1130,250	30140
			31141	57	35	47,93	151	47	28,87		
8	70.5°	11	1001	47	34	33,78	143	00	16,12	849,300	22648
			23649	49	59	02,20	153	59	04,92		
9	243.1°	12	1001	46	45	31,35	143	49	11,82	833,213	22219
			23220	49	59	02,35	153	59	05,82		
10	60.7°	13	1001	45	58	35,46	144	50	26,09	639,975	17066
			18067	48	41	23,33	152	18	51,44		
2	355.1°	14	1001	55	22	03,32	147	13	02,00	127,950	3412
			4413	56	30	45,90	147	02	46,37		
14	354.7°	15	1001	57	33	02,43	146	51	56,51	116,100	3096
			4097	56	30	45,97	147	02	46,36		
15	91.0°	16	1001	57	11	07,76	145	36	27,39	471,337	12569
			13570	56	52	19,23	153	21	08,34		
13	267.4°	17	1001	50	36	25,45	144	26	52,48	777,574	20735
			21737	50	29	46,15	154	30	30,63		
Общая длина										8900,000	237333

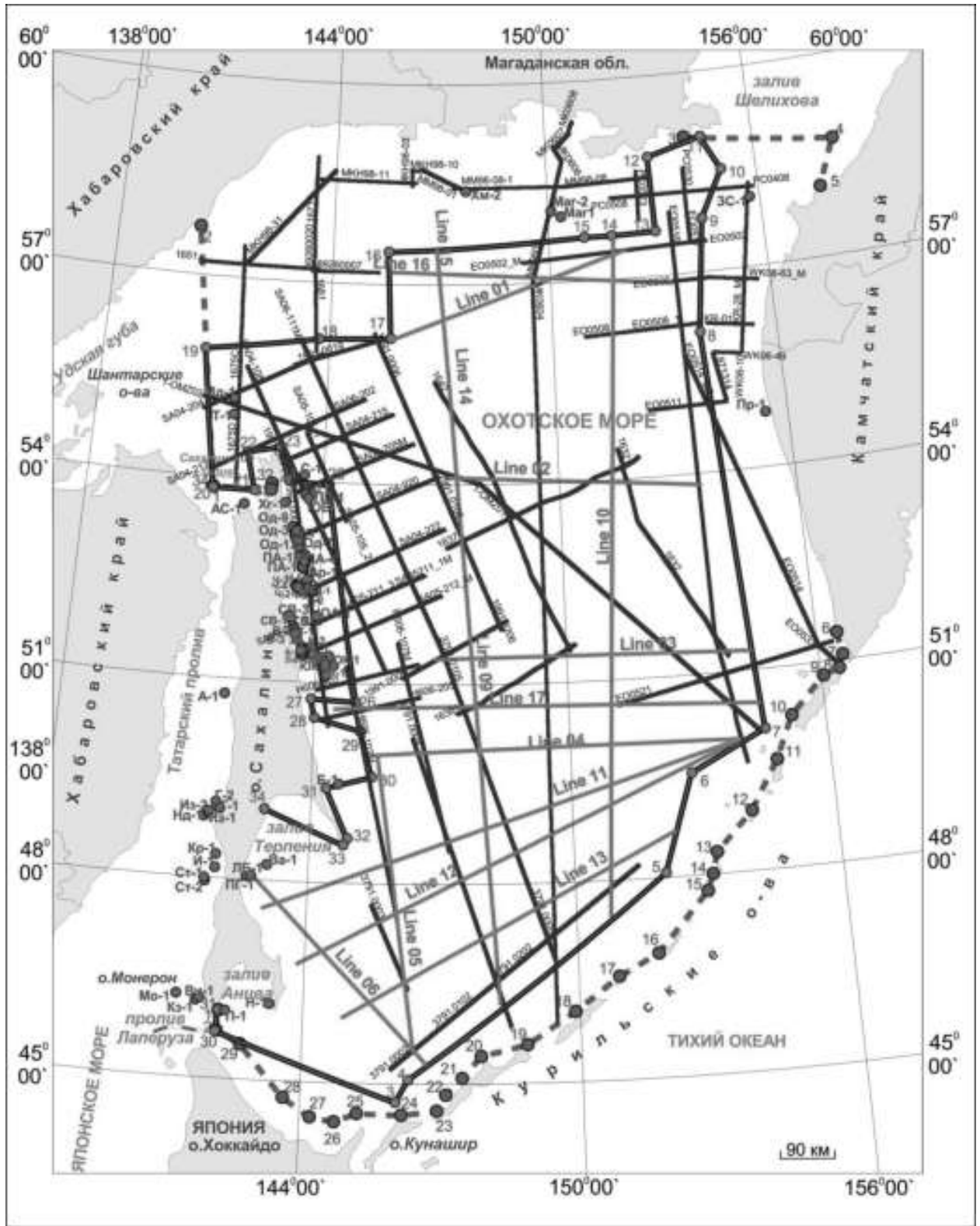
Примечание: на каждую часть отработанного профиля делается «мягкий» старт и тестовые ПВ в общем количестве 2160. Количество ПВ при выполнении ОМР составит 500.

Таблица 8 - Перечень ретроспективных профилей для переобработки

п/п	Объект	Год	Номер профиля	Начало	Координаты в географической системе WGS-84		Координаты в географической системе СК-42		Конец	Координаты в географической системе WGS-84		Координаты в географической системе СК-42		Длина, км
					Широта (N)	Долгота (E)	Широта (N)	Долгота (E)		Широта (N)	Долгота (E)	Широта (N)	Долгота (E)	
					(DD MM SS)	(DD MM SS)	(DD MM SS)	(DD MM SS)		(DD MM SS)	(DD MM SS)	(DD MM SS)	(DD MM SS)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1186	1986	16321	1	52 48 56,7	152 28 05,8	52 48 55,2	152 28 00,7	4106	54 28 22,0	151 31 20,8	52 48 55,2	152 28 00,7	198,0
2	1186	1986	1637	5050	54 19 45,0	152 04 43,4	54 19 43,4	152 04 38,1	12077	53 02 23,8	147 06 27,0	54 19 43,4	152 04 38,1	360,0
3	1186	1986	1632	3874	51 13 46,6	153 52 53,4	51 13 45,2	153 52 48,3	7800	52 50 28,0	152 26 48,6	51 13 45,2	153 52 48,3	205,2
4	1186	1986	16381	1329	50 33 01,4	147 21 36,2	50 32 59,8	147 21 31,7	5870	51 34 21,7	150 13 54,2	50 32 59,8	147 21 31,7	231,9
5	1186	1986	1642	6	51 27 28,9	150 06 39,2	51 27 27,3	150 06 34,4	10160	55 33 07,4	146 48 33,7	51 27 27,3	150 06 34,4	507,3
6	1387	1987	871314	1052	55 01 46,7	154 27 25,4	55 01 45,2	154 27 19,8	4473	55 47 19,1	154 13 00,0	55 01 45,2	154 27 19,8	86,1
7	1582	1982	1671	1	57 44 24,4	143 27 36,1	57 44 22,2	143 27 31,2	2601	58 54 05,2	143 27 04,6	57 44 22,2	143 27 31,2	129,5
8	2689	1989	89260007	1	57 10 28,6	143 25 52,6	57 10 26,5	143 25 47,7	4500	57 10 31,0	145 19 12,8	57 10 26,5	143 25 47,7	114,3
9	2689	1989	89260020	1	57 46 48,9	143 27 32,6	57 46 46,7	143 27 27,7	1900	57 20 31,2	143 29 44,8	57 46 46,7	143 27 27,7	48,9
10	PC0405	2005	PC0508	4441	58 12 42,6	154 26 25,9	58 12 40,9	154 26 19,8	10711	58 12 55,7	151 46 25,2	58 12 40,9	154 26 19,8	157,0
11	PC0405	2005	PC0523	1001	57 50 20,3	152 32 27,4	57 50 18,5	152 32 21,5	4440	58 36 38,6	152 34 04,8	57 50 18,5	152 32 21,5	86,2
12	PC0405	2005	PC0530	1001	58 35 08,8	153 54 49,1	58 35 07,1	153 54 43,0	3894	57 56 11,2	153 54 19,9	58 35 07,1	153 54 43,0	72,5
13	PC0405	2005	PC0408	1001	58 11 10,7	155 54 08,2	58 11 09,1	155 54 02,0	4696	58 12 47,6	154 19 55,6	58 11 09,1	155 54 02,0	92,7
14	S0098	1998	МКН98-03	398	58 27 25,5	146 09 53,7	58 27 23,4	146 09 48,4	1709	58 45 05,2	146 10 03,9	58 27 23,4	146 09 48,4	32,8
15	S0098	1998	МКН98-10	2496	58 42 34,4	146 05 58,1	58 42 32,3	146 05 52,7	3702	58 42 41,9	146 37 11,6	58 42 32,3	146 05 52,7	30,2
16	S0098	1998	МКН98-11	101	58 31 30,1	146 19 39,5	58 31 28,0	146 19 34,1	6737	58 32 38,1	143 28 44,1	58 31 28,0	146 19 34,1	165,9
17	S0098	1998	МКН98-31	101	58 41 40,2	143 59 33,8	58 41 38,0	143 59 28,7	8840	57 11 58,4	141 36 06,8	58 41 38,0	143 59 28,7	221,2
18	S0098	1998	ММ98-08-1	101	58 25 41,7	150 34 55,5	58 25 39,8	150 34 49,7	7732	58 26 31,0	147 18 55,0	58 25 39,8	150 34 49,7	190,8
19	S0098	1998	ММ98-01	4465	58 23 24,0	147 44 41,1	58 23 22,0	147 44 35,6	7984	58 44 28,4	146 23 24,0	58 23 22,0	147 44 35,6	88,0
20	S0098	1998	ММ98-08	101	58 28 52,7	152 54 24,9	58 28 50,9	152 54 18,9	5822	58 25 40,7	150 27 29,7	58 28 50,9	152 54 18,9	146,2
21	WK05	2005	KR-01	1001	56 13 43,1	154 06 54,4	56 13 41,5	154 06 48,6	4247	56 07 43,9	155 24 34,2	56 13 41,5	154 06 48,6	81,4
22	WK05	2005	KR-28_M	1001	56 08 03,6	155 05 50,7	56 08 02,0	155 05 44,9	10646	58 16 21,0	155 43 35,0	56 08 02,0	155 05 44,9	241,9
23	WK06	2006	WK06-10	1001	56 07 57,9	155 05 48,9	56 07 56,3	155 05 43,1	2822	55 43 43,4	154 59 05,6	56 07 56,3	155 05 43,1	45,7
24	WK06	2006	WK06-49	1265	55 47 15,8	154 12 56,6	55 47 14,2	154 12 50,9	3215	55 43 43,6	154 59 06,6	55 47 14,2	154 12 50,9	48,8
25	WK06	2006	WK06-63_M	1001	56 47 45,5	155 41 15,0	56 47 43,9	155 41 09,0	4494	56 54 42,1	154 16 18,7	56 47 43,9	155 41 09,0	87,6
26	MK06	2006	MK0604	325	45 52 42,6	149 30 01,3	45 52 41,3	149 29 57,1	33426	57 02 07,5	149 29 59,4	45 52 41,3	149 29 57,1	1241,5
27	MK06	2006	MK0605	101	56 59 45,8	149 29 52,9	56 59 43,9	149 29 47,5	5819	58 50 54,4	150 29 03,2	56 59 43,9	149 29 47,5	214,5
28	MK06	2006	MK0606	101	58 48 38,2	150 28 09,1	58 48 36,3	150 28 03,3	856	59 01 50,9	150 13 25,6	58 48 36,3	150 28 03,3	28,3
29	MK06	2006	MK0607	101	58 59 50,3	150 15 08,6	58 59 48,4	150 15 02,8	1117	59 13 52,3	150 44 15,5	58 59 48,4	150 15 02,8	38,1
30	MK06	2006	MK0608	101	59 12 10,4	150 41 04,8	59 12 08,5	150 40 58,9	729	59 23 56,1	150 50 46,2	59 12 08,5	150 40 58,9	24,0
31	7187reg	1987	1651	1	57 12 02,0	143 39 38,5	57 11 59,9	143 39 33,6	4062	57 11 57,3	140 17 24,9	57 11 59,9	143 39 33,6	203,9
32	7187reg	1987	1681	1	57 19 55,4	143 28 15,9	57 19 53,3	143 28 11,0	2992	55 56 34,5	143 39 20,9	57 19 53,3	143 28 11,0	155,2
33	7187reg	1987	1675C	1	57 30 08,1	141 31 50,4	57 30 05,9	141 31 45,7	4494	55 28 16,1	141 40 23,5	57 30 05,9	141 31 45,7	226,7
34	7187reg	1987	1675D	1	55 32 29,1	141 40 18,5	55 32 27,0	141 40 14,0	3650	53 55 03,1	141 46 38,5	55 32 27,0	141 40 14,0	181,1
35	3791	1991	3791,0002	1	45 12 30,1	145 54 05,8	45 12 28,7	145 54 01,9	2130	45 49 27,2	146 56 49,0	45 12 28,7	145 54 01,9	106,6
36	3791	1991	3791,0003	1	47 41 43,4	145 25 30,4	47 41 41,8	145 25 26,3	3150	46 24 02,2	146 16 15,6	47 41 41,8	145 25 26,3	157,8
37	3791	1991	3791,0004	1	45 50 23,0	148 30 44,4	45 50 21,6	148 30 40,3	10220	50 11 45,9	146 19 24,1	45 50 21,6	148 30 40,3	511,3
38	3791	1991	3791,0005	748	46 49 40,8	149 30 19,4	46 49 39,4	149 30 15,1	3160	47 51 23,6	148 59 52,2	46 49 39,4	149 30 15,1	120,9
39	3791	1991	3791,0102	1	45 48 31,1	146 55 14,2	45 48 29,7	146 55 10,2	2650	46 33 33,7	148 15 14,4	45 48 29,7	146 55 10,2	132,6
40	3791	1991	3791,0105	1	47 49 51,8	149 00 38,3	47 49 50,4	149 00 34,0	9123	51 41 56,8	146 53 59,0	47 49 50,4	149 00 34,0	457,0
41	3791	1991	3791,0202	1	46 32 28,9	148 13 19,2	46 32 27,5	148 13 15,0	6121	48 12 38,4	151 26 34,7	46 32 27,5	148 13 15,0	306,3
42	E00506	2005	E00502	7851	57 27 03,4	153 29 14,9	57 27 01,7	153 29 09,0	9258	57 27 40,4	154 21 58,3	57 27 01,7	153 29 09,0	52,9
43	E00506	2005	E00514	17610	52 34 42,9	155 20 04,6	52 34 41,5	155 19 59,3	21861	51 12 49,6	156 02 21,8	52 34 41,5	155 19 59,3	160,1
44	E00506	2005	E00521	1001	51 17 21,1	156 23 38,7	51 17 19,8	156 23 33,4	11019	50 36 54,0	151 09 15,4	51 17 19,8	156 23 33,4	376,7
45	E00506	2005	E00533	1001	51 16 33,2	155 59 00,1	51 16 31,9	155 58 54,9	2130	50 59 16,7	156 22 44,0	51 16 31,9	155 58 54,9	42,5
46	E00506	2005	E00506	1001	56 53 56,7	153 18 35,5	56 53 55,0	153 18 29,7	2601	56 54 13,1	154 17 40,4	56 53 55,0	153 18 29,7	60,1
47	E00506	2005	E00508_1	1001	56 14 19,1	153 59 56,7	56 14 17,5	153 59 50,9	1789	56 13 56,3	153 31 21,8	56 14 17,5	153 59 50,9	29,6
48	E00506	2005	E00517	1001	57 57 28,9	153 54 22,5	57 57 27,2	153 54 16,5	2530	57 26 35,7	153 55 19,0	57 57 27,2	153 54 16,5	57,5

Продолжение Таблицы 8 - Перечень ретроспективных профилей для переобработки

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
49	E00506	2005	E00502_M	1001	57 18 43,0	149 13 25,8	57 18 41,1	149 13 20,3	7850	57 27 02,0	153 29 12,5	57 18 41,1	149 13 20,3	257,0
50	E00506	2005	E00508	1680	56 13 59,5	153 35 19,0	56 13 57,9	153 35 13,3	6229	56 09 46,3	150 50 35,4	56 13 57,9	153 35 13,3	170,8
51	E00506	2005	E00511	1001	55 00 02,9	152 24 01,4	55 00 01,3	152 23 56,0	4559	55 01 52,4	154 29 08,1	55 00 01,3	152 23 56,0	133,7
52	E00506	2005	E00516	1001	57 57 06,4	153 24 10,5	57 57 04,7	153 24 04,5	25833	49 36 45,2	154 05 24,6	57 57 04,7	153 24 04,5	933,5
53	E00506	2005	E00514_M2	7581	55 46 42,9	153 29 02,8	55 46 41,3	153 28 57,2	18050	52 26 15,0	155 24 34,2	55 46 41,3	153 28 57,2	393,8
54	1-OM	2009	1-OMZ01	7281	50 04 23,0	154 27 09,2	50 04 21,7	154 27 04,2	23963	54 01 26,1	147 57 18,6	50 04 21,7	154 27 04,2	626,2
55	1-OM	2009	1-OMZ02	101	54 00 00,4	148 00 00,1	53 59 58,6	147 59 55,2	13078	55 11 42,0	140 45 12,2	53 59 58,6	147 59 55,2	487,0
56	1991	1991	1991.0019	1	56 10 59,0	145 30 14,7	56 10 57,0	145 30 09,8	3180	55 44 24,5	143 04 52,0	56 10 57,0	145 30 09,8	159,2
57	1991	1991	1991.0101	1	52 50 20,8	143 36 10,6	52 50 18,9	143 36 06,2	5651	50 19 40,2	144 20 31,4	52 50 18,9	143 36 06,2	284,3
58	1991	1991	1991.0106	1	53 57 21,4	146 58 30,7	53 57 19,6	146 58 25,9	4160	52 14 05,5	148 10 39,9	53 57 19,6	146 58 25,9	207,8
59	1991	1991	1991.0206	1	52 15 11,1	148 09 56,9	52 15 09,4	148 09 52,2	1095	51 47 45,9	148 28 08,7	52 15 09,4	148 09 52,2	54,9
60	1991	1991	1991.0401	542	54 20 57,2	143 01 02,6	54 20 55,2	143 00 58,1	950	54 11 30,5	143 10 40,7	54 20 55,2	143 00 58,1	20,4
61	1991	1991	1991.0001	1	54 12 55,2	143 09 41,9	54 12 53,2	143 09 37,4	3120	52 49 38,0	143 36 25,0	54 12 53,2	143 09 37,4	157,4
62	1991	1991	1991.0006	1	56 15 49,6	145 11 16,8	56 15 47,6	145 11 11,9	5799	53 53 04,9	147 01 38,7	56 15 47,6	145 11 11,9	289,7
63	1991	1991	1991.0009	1	51 57 28,7	148 36 38,0	51 57 27,0	148 36 33,3	4051	51 04 50,2	146 03 25,0	51 57 27,0	148 36 33,3	202,3
64	sa04	2004	SA04-204	9740	55 55 54,2	143 52 02,2	55 55 52,1	143 51 57,5	890	55 00 04,7	140 46 32,9	55 55 52,1	143 51 57,5	221,6
65	sa04	2004	SA04-215	1010	54 17 43,9	142 59 11,8	54 17 41,9	142 59 07,3	8883	55 03 13,8	145 44 35,0	54 17 41,9	142 59 07,3	196,9
66	sa04	2004	SA04-220	11550	54 07 27,6	146 56 59,5	54 07 25,8	146 56 54,7	1100	53 08 47,3	143 21 31,5	54 07 25,8	146 56 54,7	261,3
67	sa04	2004	SA04-222	11517	53 20 07,5	147 05 43,1	53 20 05,7	147 05 38,4	890	52 18 50,6	143 31 56,2	53 20 05,7	147 05 38,4	265,8
68	sa04	2004	SA04-108	1010	55 41 41,0	141 49 59,7	55 41 38,9	141 49 55,2	23537	51 10 50,7	145 40 12,0	55 41 38,9	141 49 55,2	563,6
69	sa04	2004	SA04-212	8509	54 54 46,9	143 44 10,8	54 54 44,9	143 44 06,2	890	54 07 09,6	141 07 50,0	54 54 44,9	143 44 06,2	190,7
70	sa05	2005	SA05211_1M	9227	52 38 27,7	146 35 50,8	52 38 25,9	146 35 46,2	5400	52 17 09,6	145 18 55,3	52 38 25,9	146 35 46,2	95,7
71	sa05	2005	SA05-211_2	3800	52 08 00,6	144 47 07,6	52 07 58,8	144 47 03,2	890	51 51 00,7	143 49 51,2	52 07 58,8	144 47 03,2	72,8
72	sa05	2005	SA05-212_M	1950	51 27 15,3	143 51 39,7	51 27 13,5	143 51 35,5	11446	52 20 08,8	147 00 07,1	51 27 13,5	143 51 35,5	237,6
73	sa05	2005	SA05-211_3	3320	52 05 13,8	144 37 37,2	52 05 12,0	144 37 32,8	5880	52 19 52,3	145 28 29,3	52 05 12,0	144 37 32,8	64,0
74	sa05	2005	SA05-105_1	1010	54 44 41,8	143 30 40,5	54 44 39,8	143 30 35,9	1640	54 37 07,4	143 37 17,7	54 44 39,8	143 30 35,9	15,8
75	sa05	2005	SA05-105_2	7576	53 25 29,7	144 37 48,4	53 25 27,8	144 37 43,9	1490	54 38 55,1	143 35 42,9	53 25 27,8	144 37 43,9	152,5
76	sa06	2006	H606-107M	15379	48 28 08,2	147 11 01,3	48 28 06,7	147 10 57,0	890	51 37 33,5	145 56 31,3	48 28 06,7	147 10 57,0	362,4
77	sa06	2006	H606-202	8238	51 18 11,2	146 28 47,5	51 18 09,5	146 28 43,0	1085	50 53 05,1	144 00 54,3	51 18 09,5	146 28 43,0	179,1
78	sa06	2006	H606-205	1294	50 27 08,2	144 11 08,0	50 27 06,4	144 11 03,8	8029	50 48 19,9	146 29 58,8	50 27 06,4	144 11 03,8	168,5
79	sa06	2006	H606-103M	18253	47 26 54,4	146 01 18,9	47 26 52,9	146 01 14,8	890	51 15 29,7	144 43 23,4	47 26 52,9	146 01 14,8	434,2
80	sa06	2006	SA06-111M	23812	51 30 02,3	147 01 10,5	51 30 00,6	147 01 06,0	890	56 08 15,3	143 13 50,7	51 30 00,6	147 01 06,0	573,6
81	sa06	2006	SA06-202	1010	54 53 25,2	143 39 18,9	54 53 23,2	143 39 14,3	4849	55 16 13,5	145 00 14,7	54 53 23,2	143 39 14,3	96,1
82	sa06	2006	SA06-205M	9586	54 36 57,2	146 17 36,9	54 36 55,3	146 17 32,1	1025	53 49 53,4	143 17 50,1	54 36 55,3	146 17 32,1	214,5
													Итого:	17300,0



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ







	проектные профили		границы района полевых работ с угловыми точками		скважины
	ретроспективные профили (пересборка)		границы участка обобщения с угловыми точками		Граница РФ

Рис.17. Схема расположения новых и ретроспективных профилей

В том числе:***– 2 кв. 2021г. – 4 кв.2021г.***

- Получение лицензии и необходимых разрешений на производство работ;
- Организация полевых работ;
- Выполнение морских геофизических исследований (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиразведка, магниторазведка в объеме **8 900** пог. км каждого метода), предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации;
- Ликвидация полевых работ;
- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме **5 800** пог. км;
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах проведенных работ.

1 кв. 2022г. – 3 кв.2022г.

- Обработка полученных данных сейсморазведки в объеме **8 900** пог. км;
- Обработка ретроспективных данных сейсморазведки в объеме **11 500** пог. км;
- Обработка полученных данных гравиразведки и гидромагниторазведки в объеме **8 900** пог. км;
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах проведенных работ;
- Загрузка данных в рабочие станции и интерпретация ретроспективных и новых данных сейсморазведки с использованием интерпретационного пакета программ в объеме не менее **26 200** пог. км;
- Подготовка цифрового массива увязанных разрезов МОВ ОГТ 2D (в формате SEG-Y);
- Ежеквартальные и годовой информационные отчеты о результатах выполненных работ, окончательный геологический отчет.

Основой составления проектной документации АО «Росгео» являются результаты проектирования по подрядным работам. Подготовку разделов проектной документации по подрядным работам в составе единой проектной документации по объекту осуществляет АО «ДМНГ» и АО «Южморгеология».

Для составления проектной документации планируется задействовать производственную группу АО «Росгео» в составе: начальник отдела, главный менеджер, ведущий менеджер, главный менеджер – экономист. Количество персональных компьютеров – 4. Объем работ – 1 проект.

Силами АО «ДМНГ» будут составлены разделы проектной документации, определяющие методику и объемы камеральных работ, методику и объемы работ по комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов и формированию единого массива геолого-геофизических данных, а также методику и объемы работ по составлению отчетов о проведенных подрядных работах. Силами подрядчика также составляется Укрупненный расчет стоимости подрядных работ АО «ДМНГ» по проекту.

Для проектирования подрядных работ планируется задействовать производственную группу АО «Дальморнефтегеофизика» в составе: ведущий геолог, ведущий геофизик, ведущий экономист.

Силами АО «Южморгеология» будут составлены разделы проектной документации, определяющие методику и объемы набортной гравиметрии и магнитометрии – как полевых, так и камеральных работ, а также методику и объемы работ по созданию геолого-информационной основы проекта в формате ГИС в части гравимагнитных данных, по составлению отчетов о проведенных подрядных работах. Составляется Укрупненный расчет стоимости подрядных работ АО «Южморгеология» по проекту.

Объем работ АО «Южморгеология» – разделы для 1 проекта. Для составления проектной документации по подрядным работам планируется задействовать производственную группу АО «Южморгеология» в составе: зам. по производству, главный специалист производственной группы, главный геолог.

Проект состоит из следующих разделов:

- техническое геологическое задание;
- общая характеристика геологической изученности объекта;
- методика проведения геологоразведочных работ;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- сводный перечень проектируемых работ;
- ожидаемые результаты работ и требования к получаемой геологической информации о недрах;
- список использованных источников;
- текстовые и графические приложения;
- укрупненный расчет стоимости работ по проекту.

Период выполнения проектно-сметных работ - II квартал 2020 года.

3.1.2. Сейсмогеологическая характеристика района работ.

Большая часть исследуемой акватории характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями.

К числу геологических факторов, определяющих сложные сейсмогеологические условия, относятся:

- интенсивные дизъюнктивные и пликативные деформации, обусловленные активным проявлением фаз кайнозойского тектогенеза;
- значительная фациальная изменчивость палеогенового сейсмокомплекса;
- сходный вещественный состав разновозрастных сейсмокомплексов, сформированных в относительно глубоководных условиях;
- наличие в осадочном чехле Южно-Охотского бассейна горизонтов вулканогенно-осадочных пород;
- наличие в верхней части кайнозойского разреза литогенетической границы, обусловленной изменением физических свойств пород в результате преобразования минерала опала-А в опал-кристобалит (опал-А/опал-СТ).

В результате интерпретации динамических и кинематических параметров волнового поля по совокупности признаков, а также несогласному залеганию слоев в кровле и подошве, в разрезе осадочного чехла бассейнов может быть выделено от трех до

девяти сейсмокомплексов, ограниченных в кровле и подошве несогласиями маркируемые сейсмическими горизонтами. Выбор региональных сейсмических горизонтов и соответственно определение количества региональных сейсмокомплексов и их возраст является одной из основных задач камеральных работ.

3.2. Полевые работы

В соответствии с Техническим (геологическим) заданием (ТГЗ) и настоящим проектом предусматривается проведение комплексных региональных геофизических исследований с целью изучения регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования. Полевые работы будут выполняться ОАО «МАГЭ» по контракту с ФГБУ «ВНИГНИ» № 0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г. Для проведения работ будет задействован НИС «Николай Трубятчинский» (рис.18).

Проектируемые работы будут проводиться в Охотском море в полосе северных широт 45°- 60°. Портом мобилизации/демобилизации является порт г. Владивосток. Расстояние от порта г. Владивосток до положения начала проведения полевых работ составляет 1548 км или 835,85 миль. Расстояние от точки завершения работ до порта г. Владивосток - 2675 км или 1444,38 миль. Бункеровка осуществляется в порту Корсаков, на рейде порт Корсаков.

Работы организованы исходя из отраслевых нормативов, инструкций, требований к основным параметрам методики полевых работ, предусмотренных ТГЗ, а также в соответствии с принятой в ОАО «МАГЭ» схемой организации морских сейсморазведочных работ.

Морские геолого-геофизические исследования в Охотском море включают:

- опытно-методические работы перед выполнением отчетного объема.
- сейсморазведка МОВ ОГТ 2D – 8 900 пог. км.
- надводная гравиметрия – 8 900 пог. км.
- гидромагнитометрия – 8 900 пог. км.
- навигационно-гидрографические работы 8900 п.км, в том числе навигационно-гидрографическое сопровождение на переходах к(из) району(а) работ и между профилями.
- предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации:

Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D;

Надводная гравиметрия;

Дифференциальная гидромагнитометрия;

Данные навигационно-гидрографических работ.

По завершении полевых работ и прибытии судна в порт г. Владивостока планируется провести опорные гравиметрические наблюдения согласно требованиям методики и ликвидацию работ.

В таблице 9 приведен план-график использования научно-исследовательского судна «Николай Трубятчинский» на объекте.

В таблице 10 приведена спецификация НИС «Николай Трубятчинский».

Таблица 9 - План-график использования научно-исследовательского судна «Николай Трубяччинский» на объекте: «Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря». Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г.

№	Виды работ	Продолжительность, сут.
1	Получение лицензии и необходимых разрешений на производство работ	
2	Организация полевых работ	5,0
3	Переход НИС в район работ (1548 км)	3,17
4	Опытно-методические работы	2,5
5	Выполнение морских геофизических исследований (8900 пог. км)	95,86
6	Предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации	105,33
7	Переход НИС в порт демобилизации (2675 км)	5,47
8	Ликвидация полевых работ	4,0



Рис.18. Общий вид НИС «Николай Трубяччинский».

Таблица 10 - Спецификация НИС «Николай Трубяччинский»

<i>Общие сведения о судне</i>	
<i>Название судна</i>	«Николай Трубяччинский»
<i>Оператор</i>	ОАО «МАГЭ»
<i>Тип</i>	2D сейсморазведочное судно
<i>Порт приписки</i>	Большой порт Санкт-Петербург
<i>Флаг</i>	Российская Федерация
<i>Класс</i>	КМ * Arc5 AUT1 специального назначения / special purpose ship
<i>Классификационный регистрационный номер</i>	877550
<i>Позывной</i>	UBIQ6
<i>Номер ИМО</i>	8705010
<i>Год постройки/модернизации</i>	1988/1991
<i>Наибольшая длина</i>	65 м
<i>Ширина</i>	14 м
<i>Осадка, с полным грузом</i>	7,8 м
<i>Тоннаж</i>	2762 т
<i>Скорость хода экономич. / максим</i>	11 /13 узлов
<i>Автономность работа / переход</i>	35 / 47 сут

Жилые помещения:	29 кают, 45 спальных мест
Провизионные кладовые	Морозильная камера: 30 м ³ Охлаждающая камера: 15 м ³ Камера сухой провизии: 15 м ³ Овощная камера: 50 м ³
Столовая	Посадочных мест: 26. Площадь 51 м ²
Комната отдыха	Площадь 17 м ²
Спортзал	Площадь 12 м ²
Главный двигатель	Wartsila Wichmann 3000kW
Редуктор	Volda ACG 850 с 2-ступенчатым редуктором отбора мощности
Энергетическая установка	Один гребной винт с регулируемым шагом в направляющей насадке
Руль	Один
Рулевой привод	Tenfjord mek. Verksted I-18M280/2GM620
Носовое подруливающее устройство	1 x Brunvoll электрическое 365kW
Электропитание	2 x двигатель Cat 3512 - 960 kW и 1 x валогенератор – 1724 kW
Аварийный генератор	Двигатель Cat 3412 – 448 kW
Запас топлива	470 т
Расход топлива, работа / переход	13 / 8 т/сут
Запас пресной воды	47 м ³
Опреснительная установка	12 т/сут и 8 т/сут
Палубные механизмы	Кран с грузоподъемностью 4 тонны, кормовой, расположен по миделю
	Кран с грузоподъемностью 5 тонны. Расположен по правому борту.
	Кран с грузоподъемностью 3 тонны на носовой части по правому борту
	1 x Брашпиль Hydraulik Brattvaag Type: B6MG4185-2KC-NH
	1x швартовный шпиль, палуба бака, нос
	1x швартовный шпиль, верхняя палуба, корма.
Лебёдки для сейсмокосы	3 лебёдки для сейсмокосы по 5000 м вместимостью (59,5 мм Solid Sentinel)
Лебёдки для ПИИ	2шт x двухбарабанных Odim 3шт x однобарабанных Odim
Вспомогательные лебёдки	6 шт
Жилые помещения	45 коек, 29 кают
Вертолётная палуба	Нет
Судовые навигационные средства	
Авторулевой	Robertson AP9 MK2
Глобальная система навигации и определения местоположения (GPS)	2 x Furuno GPS GP-150
Радар No. 1	Радар Furuno Far-2137 BB-S band (10см)
Радар No. 2	Радар Furuno Far-2817 BB-X band (3см)
Гирокомпас No. 1	Гирокомпас Tokimes TG-8000

<i>Гирокомпас No. 2</i>	Цифровой гирокомпас Anschutz STD 22
<i>Гидродинамический лаг</i>	Гидродинамический лаг Furuno Doppler Speed Log DS-80
<i>Датчик ветра</i>	NEI Nippon Electric B20F
<i>Навигационный эхолот</i>	Skipper 101 GDS, новый 2009
<i>Электронная карта</i>	Telchart C-Map
<i>Навигационный телекс</i>	JRC NCR-330, SAMYUNG SNX-300
<i>Факс-приёмник сводок погоды</i>	JRC JAX-90
Судовые средства связи	
<i>ГМССБ</i>	Районы А1,А2,А3,А4
<i>ПВ, КВ</i>	2 x MF/HF DSC Thrane&Thrane Sailor TU 5100, 1,6 - 27,5 МГц, 150 Вт
<i>Стационарная УКВ-станция</i>	2 x VHF Sailor RT 5022, 2x VHF SAILOR RT2048, 149,30 - 163,75 МГц, 25Вт
<i>Переносная УКВ-станция</i>	2 x JRC JHS-7 + 1 Jotron Tron TR20 (GMDSS)
<i>Переносная УКВ-станция</i>	5 x Motorola GP-340
<i>Средства внутренней связи</i>	УКВ, Public Address JRC NVA1810МК, Phone MVINGTOR VSP, VMP.
<i>Спутниковая связь V-Sat</i>	+78152 69-08-95 Капитан +78152 69-08-94 Мостик +78152 69-08-96 Дополнительный
<i>Спутниковая связь IRIDIUM (резервная)</i>	+8816-777-26-604 Мостик +8816-777-26-605 Капитан +8816-777-26-606 Дополнительный
<i>Электронная почта</i>	nistrb@mage.ru
Судовые средства безопасности	
<i>Спасательный плот</i>	надувные спасательные плоты RFD TOYO МК III - 3 x 25 чел, "VIKING" 25 DKF - 1 x - 25 чел,
<i>Дежурный катер</i>	Brude HD 720 ASI
<i>Катер для сейсморазведочных работ</i>	Malo Norpower 22
<i>Гидротермокостюмы</i>	Helly Hansen Survival Suit E305 - 49 шт
<i>Спасательные жилеты</i>	Lalizas Hellas S.A. 70178 - 51 шт
<i>Спасательный круг</i>	8 шт
<i>Аварийные радиостанции</i>	2 x JRC JHS-7 + 1 Jotron TronTR20
<i>Аварийные радиомаяки (аварийный радиобуй - указатель местоположения)</i>	2 x EPIRB TRON 40S МКII. Верхний мостик и ходовой мостик
<i>Радиолокационные ответчики</i>	2 x JRC JQX-30A
<i>Система пожарной сигнализации</i>	Minerva T-2000
<i>Пожарные насосы</i>	4 x 60 м ³ , 1 x 25 м ³
<i>Огнезащитные костюмы и дыхательные аппараты</i>	4 комплекта
<i>Противопожарные системы</i>	FM 200
<i>Противопожарные системы</i>	3 % пенообразующий концентрат, водяная плёнкообразующая пена
<i>Системы пенного тушения</i>	Да

3.2.1. Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D

Проведение сейсморазведки МОВ ОГТ 2D позволит уточнить геологическое строение осадочных бассейнов Охотского моря, региональный структурно-тектонический план, изучить типовые разрезы осадочного чехла и его мощности с целью уточнения сеймостратиграфической схемы расчленения бассейнов Охотского моря, выполнить сеймостратиграфический и сейсмофациальный анализ осадочного чехла бассейнов Охотского моря и провести оценку перспектив нефтегазоносности основных комплексов Охотского моря и зон возможного нефтегазонакопления с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

Работы будут выполняться специализированным научно-исследовательским судном «Николай Трубятчинский» в процессе непрерывного движения судна по профилям согласно утвержденной Заказчиком схеме расположения профилей со скоростью около 4,5 узла. Согласно утвержденной схеме профилей планируется обработать **15 профилей**.

Объем сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D в Охотском море составит 8900 п.км. Объем работ на глубине более 300 метров составит 8040 км, на глубине менее 300 м. – 860 км. Затраты труда и времени на выполнение данного вида работ составят **203,67** отр.-смен или **95,86** судо-суток (**2,64** судо-мес.).

В таблице 11 приведены параметры методики морских сейсморазведочных работ.

Таблица 11 - Параметры методики морских сейсморазведочных работ

№	Основные характеристики методики полевых наблюдений	Характеристики Параметры
1.	Метод	МОВ ОГТ 2D
2.	Тип сеймостанции, разрядность (бит)	Цифровая, 24 Bit, Sercel Seal
3.	Количество каналов (используемое)	648
4.	Шаг дискретизации, мс	2
5.	Тип сеймоприемников	гидрофон
6.	Расстояние между пунктами возбуждения колебаний, м	37,5
7.	Система наблюдений	фланговая
8.	База группирования СП, м	12,5
9.	Номинальная кратность (в зоне полнократного ОГТ)	108
10.	Минимальная разрешенная кратность (в зоне полнократного ОГТ)	100
11.	Расстояние между центрами групп СП, м	12,5
12.	Глубина буксировки приемного устройства, м	7-9
13.	Минимальное расстояние ПВ – ПН, м	100
14.	Максимальное расстояние ПВ – ПН, м	8100
15.	Для невзрывных (ПИ) источников: объем, куб. дюйм	4280 куб.д
16.	Длина записи, с.	12
17.	Формат записи	SEG-Y, SEG-D
18.	Точность планово-высотной привязки пунктов физических наблюдений	± 5 м

Таблица 12 - Основные технические характеристики аппаратурно-технических комплексов для производства сейсморазведки МОВ ОГТ 2D.

№	Параметр	Наименование
Источники		
1.	Тип источника № 1:	BOLT 1500/1900
2.	Поплавковые опоры источников (тип / изготовитель / модель)	Baro, жесткие
3.	Кол-во подгрупп на источник:	4
4.	Объем подгруппы:	1-1005 куб.д, 2-1235 куб.д, 3-1235 куб.д, 4-1005 куб.д.
5.	Общий объем по источнику:	4280 куб.д
6.	Выходной сигнал измерительного прибора (0-128 Гц) двойная амплитуда:	153 +/- 1.42, бар-м
7.	Отношение пика сигнала к сигналу от газового пузыря (0-128 Гц):	24.3 +/- 2.98
8.	Тип / название регулятора источника:	GunLink 2000
9.	Точность синхронизации регулятора источника:	0,25 мс
10.	Кол-во датчиков глубины в группе:	3 (три)
11.	Кол-во датчиков давления воздуха в группе:	Один датчик на каждую линию. Находится в линиях.
12.	Гидрофоны ближней зоны у каждой пневмопушки или группы.	У каждого кластера или ПИ
13.	Воздушные компрессоры (изготовитель):	LMF - Maschinenfabrik GmbH & Co.KG Австрия.
14.	Кол-во компрессоров и мощность одного компрессора:	Рабочий компрессор будет загружен на 90%. Производительность каждого из резервных компрессоров 37м3/мин.
15.	Процент использования активных компрессоров и мощность запасных компрессоров для рекомендуемой группы сейсмоисточников	Рабочий компрессор будет загружен на 90%. Производительность каждого из резервных компрессоров 37м3/час.
16.	Рабочее давление источника:	2000 psi
17.	Минимальное время цикла компрессора:	7 секунд
18.	Кол-во / тип запасных пневмопушек на борту:	3 /1900 LLXT
19.	Позиционирование группы источников (акустическое rGPS,):	rGPS
20.	Диапазон глубин буксировки	6+-1 м
21.	Длина и ширина предлагаемой расстановки	Длина 15 м, ширина 35 м
22.	Минимальное расстояние между элементами расстановки (метры):	2,5 м
23.	Максимальное расстояние между группами (метры):	10 м – 15 м – 10 м

№	Параметр	Наименование
24.	Минимальное и максимальное расстояние от кормы:	100 м, 116,5 м
25.	Объемы группы альтернативных источников:	Не предусмотрено
Регистрирующая аппаратура		
26.	Тип / изготовитель прибора	Sercel SEAL System
27.	Формат ленты (например, SEG-D 8048):	SEG-D, 8058
28.	Максимальное количество каналов приема данных:	960
29.	Кол-во вспомогательных каналов:	26
30.	Фильтр записи: Варианты высокочастотной фильтрации	100 Hz @ 4-ms, 200 Hz @ 2-ms, 400 Hz @ 1-ms, 800 Hz @ 0.5-ms, 1600 Hz @ 0.25-ms
31.	Фильтр записи: Варианты низкочастотной фильтрации	3 Hz встроенный аналоговый фильтр
32.	Запаздывание фильтра записи:	0
33.	Тип фильтра (фаза):	Минимально фазовый, линейно фазовый.
34.	Варианты предварительного усиления (подчеркните нужное):	
35.	Лентопротяжные устройства для носителей информации:	IBM 3592
36.	Кол-во лентопротяжных устройств:	2
37.	Время цикла / затраты времени на системные нужды (сек.):	50 мс
38.	Максимальная скорость судна для шага ПВ 37,5 м:	5,5 узла
39.	Способность к непрерывной записи:	имеется
40.	Типы плоттеров / изготовитель и количество:	Термоплоттер ISYS V24 DNIC - 1 шт.
Оборудование сейсмококс		
41.	Тип / изготовитель сейсмококс	SEAL Sentinel Solid, 24bit, Sercel
42.	Максимальная букируемая длина для операций в условиях открытой воды	12 км
43.	Срок службы или диапазон срока службы сейсмококс (сейсмококс):	10 лет
44.	Кол-во рабочих групп на секцию:	12
45.	Кол-во и длина рабочих секций, включая запасные элементы:	150 м, 80, запас 22 секции
46.	Кол-во и длина удлиненных секций, включая запасные элементы:	Нет удлиненных секций
47.	Кол-во и длина начальных секций, включая запасные элементы:	3 – начальных секции (SHS, RWIM, HESA) не считая длины lead-in. Имеется в запасе по одной каждой начальной секции.
48.	Кол-во активных групп на модуль электроники:	60
49.	Динамическая разрешенность:	124 dB
50.	Тип гидрофонов:	Exportable SFH
51.	Минимальное расстояние от центра	Не менее 100 м

№	Параметр	Наименование
	источника до центра ближайшей группы	
52.	Длина группы / интервал между группами: (укажите количество гидрофонов в группе и расстояние между элементами)	В группе 8 гидрофонов, интервал между группами 12,5м.
53.	Чувствительность гидрофонов:	-193 dB re 1 V/ μ Pa (22,4 V/bar)
54.	Чувствительность группы гидрофонов:	-194.1 dB re 1 V/ μ Pa (19.7 V/bar)
55.	Емкость кабельной группы:	260 nF \pm 10% @ 20°C
56.	Питание или вместе с зарядкой:	365 VDC
57.	Регуляторы заглубления - тип / изготовитель / модель:	Компасные. Изготовитель - ION, модель - 5011E, 5011E-2
58.	Кол-во и распределение регуляторов заглубления на кабеле:	31, через 300 м.
59.	Кол-во и распределение датчиков глубины на кабеле:	31, через 300 м.
60.	Компасы или датчики с магнитным компасом - тип / изготовитель / модель:	Компасные птицы. Изготовитель - ION, модель - 5011E, 5011E-2
61.	Сроки действия калибровки компасов:	Производителем не ограничено
62.	Периодичность калибровки компасов:	Производителем не ограничено
63.	Кол-во используемых компасов, включая запасные:	54
64.	Конфигурация головной части сейсмокосы для операций на открытой воде	Lead-In, SHS, HAU, RVIM, HESA, SSAS
65.	Конфигурация хвостовой части сейсмокосы для операций на открытой воде	SSAS, TAPU, TES, TES, STIC, Tail Swivel, TBJ, Tail Buoy
66.	Система сматывания косы - тип / изготовитель:	Сейсмическая лебёдка, Норвегия
Навигационное оборудование		
67.	Комплексная навигационная система - тип / версия:	Orca 2D
68.	Основная система dGPS и ПО для контроля качества:	C-Nav
69.	Изготовитель и тип приемника GPS, одночастотный/двухчастотный:	C-Nav/3050 Dual freq
70.	Вспомогательная система dGPS и ПО для контроля качества:	C-Nav
71.	Изготовитель и тип приемника GPS, одночастотный/двухчастотный:	C-Nav/3050 Dual freq
72.	Третья система dGPS и ПО для контроля качества (если установлено):	не применяется
73.	Изготовитель и тип приемника GPS, одночастотный/двухчастотный:	не применяется

№	Параметр	Наименование
74.	Основной источник данных с поправками:	C-NavC1 & C-NavC2 Subscription Service
75.	Кем предоставляется:	C-Nav
76.	Тип системы:	Global service JPL PPP solution with GLONASS aiding
77.	Местоположение доступных опорных станций:	http://www.cnavgnss.com/site383.php
78.	Дополнительный источник данных с поправками:	C-NavC1 & C-NavC2 Subscription Service
79.	Кем предоставляется:	C-Nav
80.	Тип системы:	Global service JPL PPP solution with GLONASS aiding
81.	Местоположение доступных опорных станций:	http://www.cnavgnss.com/site383.php
82.	Третий источник данных с поправками (если необходим):	не применяется
83.	Кем предоставляется:	не применяется
84.	Тип системы:	не применяется
85.	Местоположение доступных опорных станций:	не применяется
86.	GPS-приемники для системы rGPS (на борту судна и в воде):	Seatrack 220/Seatrack 330/Seadiff GPS
87.	Кол-во устройств на хвостовых буях:	1
88.	Кол-во устройств на поплавковых опорах источников:	4
89.	Кол-во устройств на отдельных опорах:	1
90.	Кол-во устройств на головных элементах косы:	не применяется
91.	Кол-во запасных устройств:	1
92.	Акустические системы - марка / модель:	не применяется для сейсморазведки 2Д
93.	Прогнозная точность:	не применяется для сейсморазведки 2Д
94.	Количество узлов в сети (сетях):	не применяется для сейсморазведки 2Д
95.	Количество и тип запасных устройств:	rGPS seatrack 320 запас 2; seatrack 220 запас 1
96.	Версия программного обеспечения:	seadiff
97.	Дополнительная двухчастотная система dGPS (L1/L2):	Applanix POS MV 320E system
98.	Местоположение доступных опорных станций:	SBAS/EGNOS/GAGAN/MSAS/Radiobeacon
99.	Система обработки навигационных данных на борту судна:	Sprint 2D
100.	Носитель и формат записи:	P294/P190 UKOAA/CD/DVD/3592/HDD
101.	Зонд для измерения температуры и солености или термосолезонд, изготовитель / тип:	отсутствует
102.	Диапазон глубин (должен доходить до дна моря):	не применяется

№	Параметр	Наименование
103.	Модули датчиков температуры и солености в головной и в хвостовой части:	отсутствуют
104.	Фатометр - изготовитель / тип:	Kongsberg AS / Simrad EA 600
105.	Доступные частоты:	18 kHz ,38kHz и 200kHz
106.	Глубина / диапазон, доступный для использования на каждой частоте:	18 kHz 10-7000м; 38kHz/10-3000 m; 200kHz/0,5-500 m
107.	Прогнозная точность измерений на каждой частоте:	1% от измеряемой глубины
108.	Носитель информации / скорость передачи данных:	HDD/ Скорость: в зависимости от модели HDD
109.	Прибор для измерения скорости звука по всему водяному столбу:	Valeport/Midas SVP
110.	Изготовитель / модель прибора для измерения скорости звука в воде:	Valeport / Midas SVP
111.	Многолучевой эхолот	Seabat 7125 . 200/400 kHz., до 500 м
112.	Многолучевой эхолот	Seabat 7160, 50 kHz., до 3000 м
113.	Навигационная система	QPS QINCy (MB+SSS+Qloud)
114.	Станция обработки данных МЛЭ	USN Zeus 2xXeon E5-26210V4
115.	Сервер хранения данных МЛЭ	Дисковая полка QNAP TS-873U-RP-8G 25 Тб

3.2.1.1. Источник сейсмического сигнала

В качестве излучателя акустического сигнала будут использоваться пневматические источники BOLT 1900LLXT. Акустический сигнал генерируется при выхлопе воздуха высокого давления отдельными излучателями в толщу воды. Рабочее давление составляет 2000 фунт/кв.дюйм (около 138 кг/см²).

Для данных работ предполагается задействовать конфигурацию буксируемого массива пневмоисточников – объемом 4280 куб. дюймов (Таблица 13, Рис.19, 19а, 19б)

Таблица 13. - Характеристики группового пневмоисточника объемом 4 280 куб. дюймов.

Параметр	Значение
Количество источников	1
Тип	Одиночный массив на основе Bolt Gun
Количество линий в массиве	4
Конфигурация массива	Количество ПИ в линиях: 7 + 8 + 8 + 7 пушек соответственно, с левого борта на правый, всего 32 пушки, 30 источника - активные, два-запасных.
Тип пневмоисточника	Bolt Gun 1900LLXT
Общий рабочий объем	4280 куб. дюймов
Глубина буксировки	6 м
Ширина массива при буксировке	35 м (номинально)
Длина массива	12,5 м
Нормальное рабочее давление	2,000 psi
Датчики глубины	по 3 шт. на каждой из линий
Гидрофон ближней зоны	1 шт. на каждый кластер или одиночную пушку

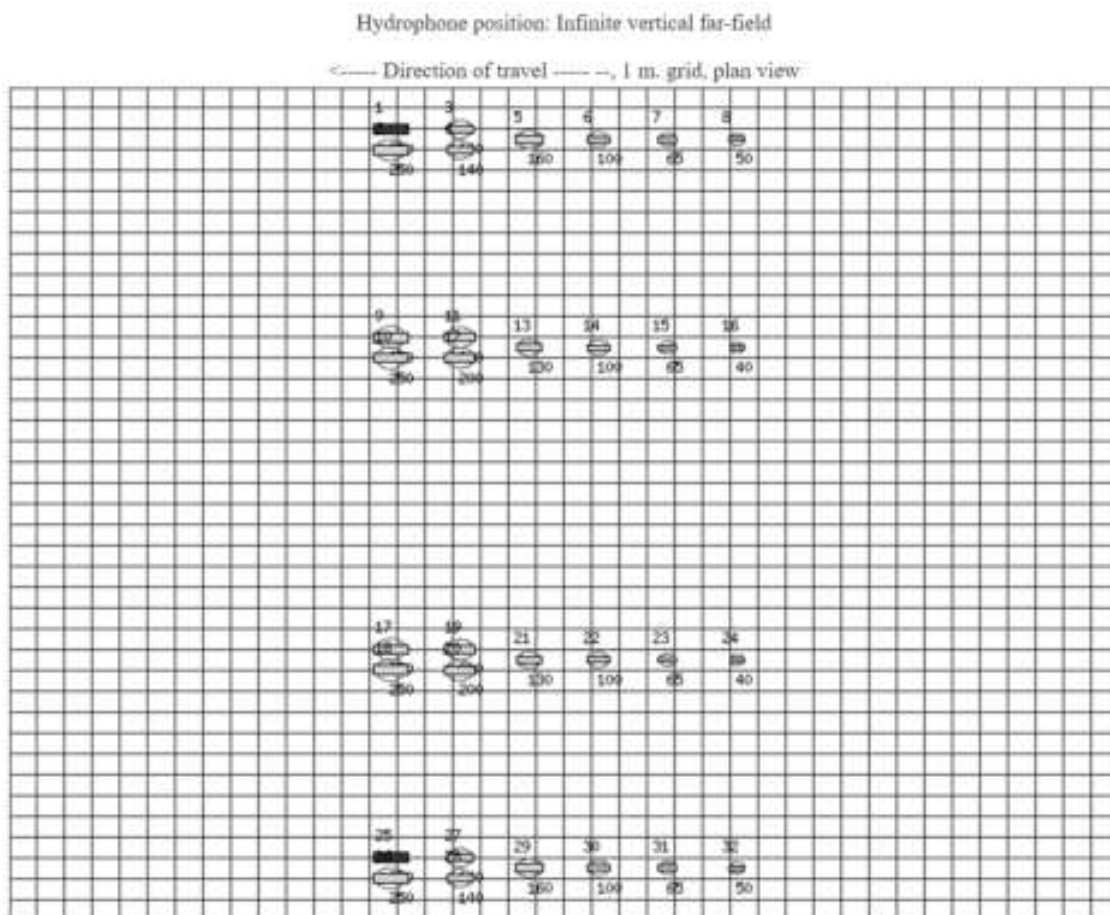


Рис.19. Схема конфигурации группового пневмоисточника объемом 4 280 куб. дюймов

Позиционирование источника

Для определения положения источника за бортом судна используются RGPS устройства SeaTrack 320, установленные на поплавках производства компании Varo. Определение положения каждого RGPS осуществляется тем же способом, что и положение концевого буя.

Способ буксировки

Каждый из кластеров или одиночная пушка массива соединяется посредством быстроразъемных соединений и буксировочных стропов со стальным «килем-поплавком» производства компании Varo. Буксировка килей-поплавков осуществляется при помощи амбиликлов, расстояние между линиями регулируется при помощи специальных тросов-сепараций, крепящихся на амбиликлах. Разводятся линии за счет особой конструкции самих килей –поплавков и крепежа амбиликлов к киллям.

Запуск источника

Последовательность событий инициируется навигационной системой, которая генерирует пусковые импульсы и посылает их для запуска сейсмостанции SEAL и контроллера ПИ GunLink который обеспечивает срабатывание пневмоисточников. Контроллер пневмоисточников GunLink подрывает источники с задержкой 50 ms и посылает сигнал, называемый «TimeBreak», в направлении сейсмостанции и навигационной системы.

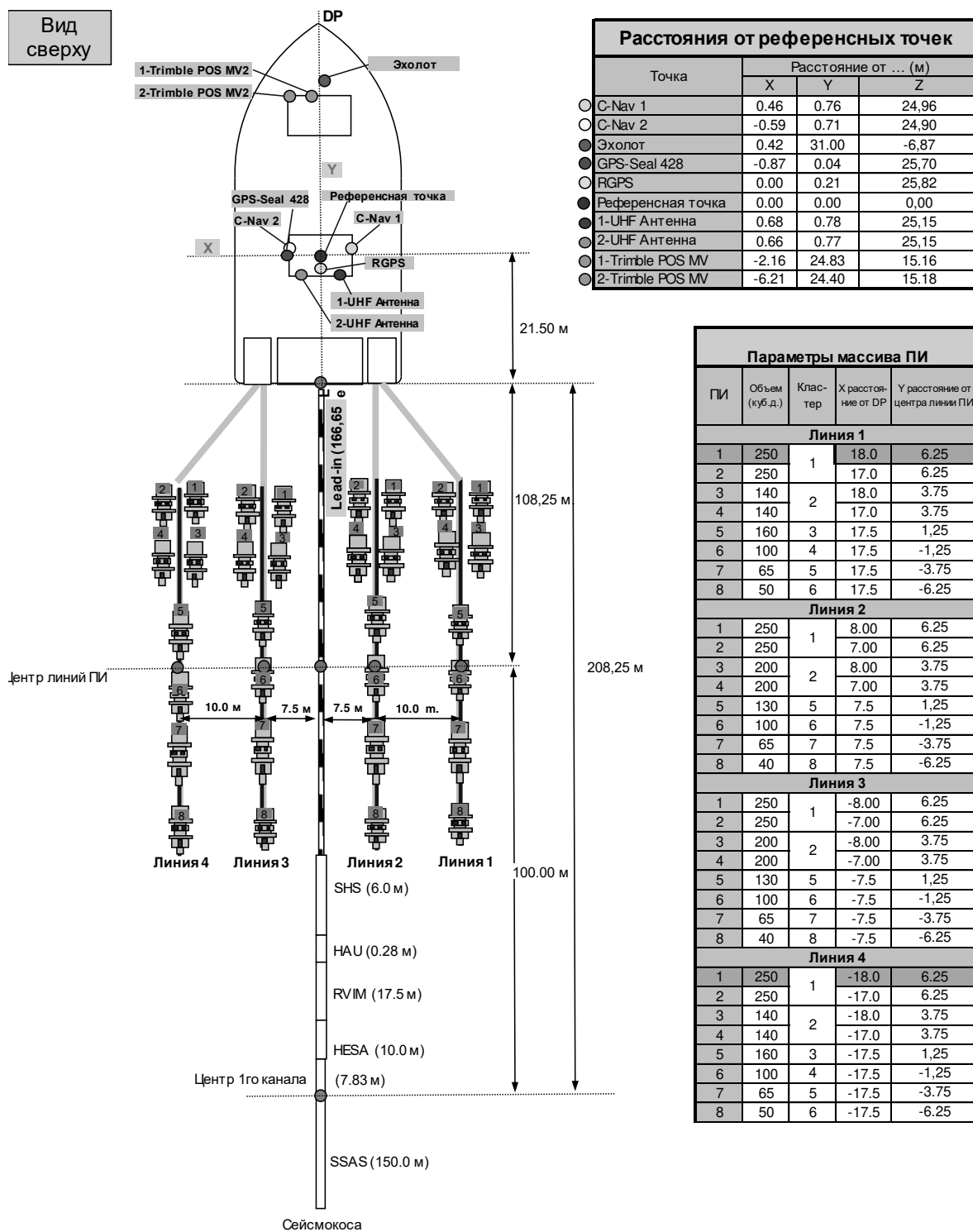


Рис. 19а. Референсные точки и параметры массива ПИ

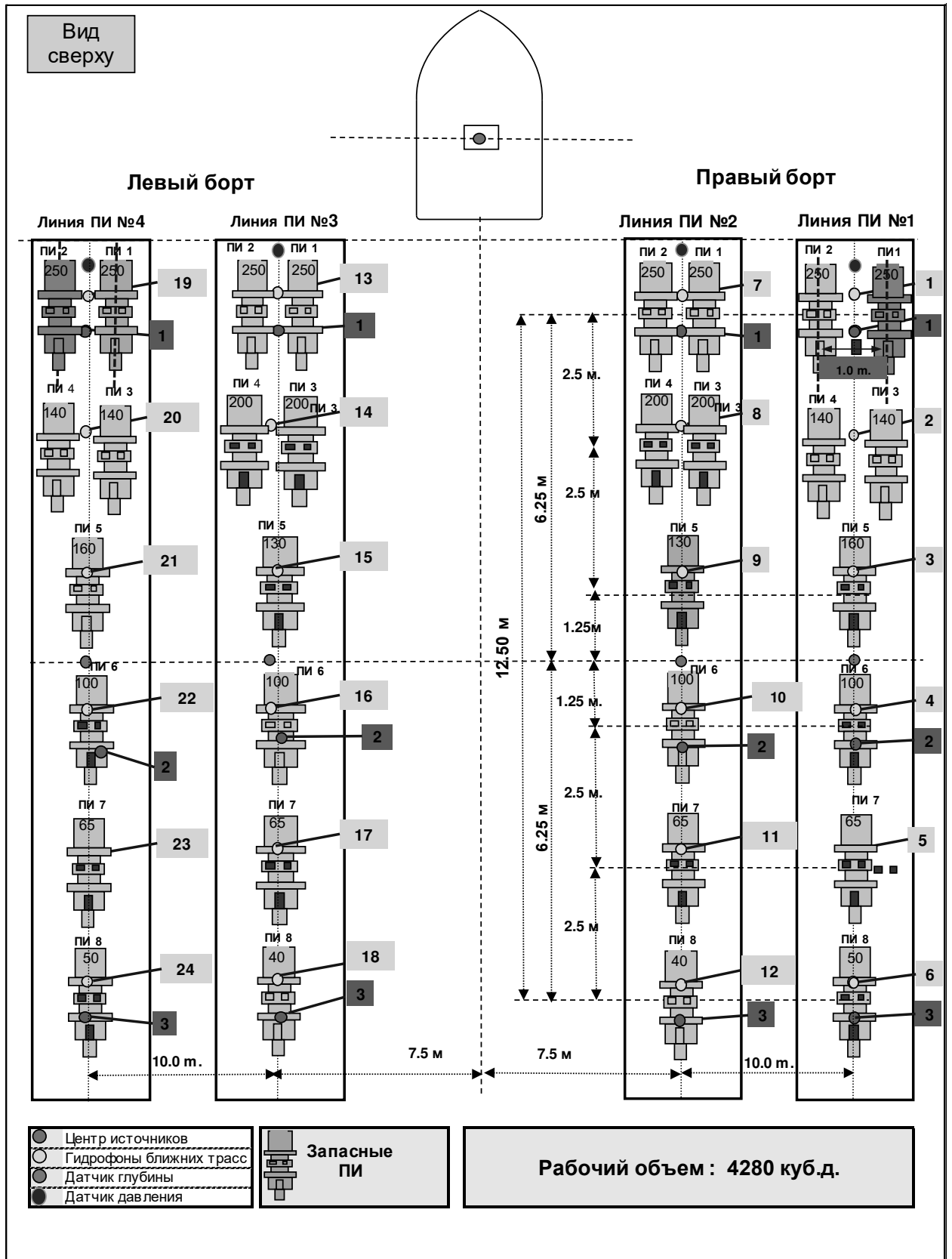


Рис. 196. Конфигурация ПИ

Контроллер пневмоисточников GunLink

Контроллер пневмоисточников GunLink включает встроенный компьютер с дружественным интерфейсом, процессор реального времени для сбора данных, источники питания соленоидов, плату интерфейса датчика давления, и плату интерфейса для контроля и синхронизации пневмопушек.

Двухконтактные, частотно-модулированные устройства (датчики глубины) монтируются вблизи источника и непрерывно сообщают измеренную глубину на судно.

Контроллер GunLink позволяет получать и отображать сигналы гидрофонов ближней зоны или датчиков срабатывания пушек.

Устройство контроля:

- получает сигнал триггера навигационной системы,
- иницирует устройство питания соленоидов (PSU),
- собирает данные устройств питания соленоидов,
- обрабатывает полученные от пушек данные, подготавливает PSUs к следующему выстрелу,
- отображает оператору графические данные о произошедшем выстреле,
- посылает строку данных в навигационную систему.

Устройство питания (PSU):

- отслеживает данные каналов измерения давления и глубины 1 раз в секунду и посылает эти данные в модуль контроля,
- принимает пульс триггера от контрольного модуля и запускает выстрел пушек подачей высоковольтного сигнала,
- оцифровывает сигналы сенсоров пневмоисточников и посылает их в контрольный модуль,
- оцифровывает сигналы гидрофонов и посылает их в контрольный модуль.

Контроллер GunLink совместим с пневмоисточниками моделей Bolt, Sleeve G.

Проверки и измерения

Перед началом съемки и в любое другое время по требованию представителя Заказчика на борту будут проведены следующие проверки и измерения:

- калибровка датчиков глубины;
- оценка возможности использования сигнатуры для контроля качества и обработки сейсмических данных;
- проверка задержки между началом записи сейсмических данных и полевой отметкой момента;
- подтверждение объемов отдельных излучателей;
- тестирование источника (Bubble test) для проверки правильности подключения вспомогательных каналов, полярности, объемов пневмоисточников и глубины их буксировки;
- проверка длины записи сейсмических данных совместно с циклом срабатывания источников;
- измерение длины буксировочных веревок, тросов и цепей;
- проверка в плоскости источника удаления до первого канала;
- проверка на отсутствие утечек воздуха в линиях каждого пневмоисточника;
- проверка расстояния между линиями в источнике, с точностью ± 2 м.

Замененные и вышедшие из ремонта пневмопушки будут проходить тест на период пульсации, аналогично требованиям в период Мобилизации.

3.2.1.2. Сейсморегистрирующая аппаратура

В качестве регистрирующей системы при работах на объекте будет использоваться система SEAL 428 производства компании Sercel, Франция.

SEAL428 является системой большой емкости с высоким разрешением, сконструированной для сбора морских сейсмических данных.

Система сбора сейсмических данных (SEAL428) состоит из Серверной станции, клиентской станции, файлового сервера, GPS приемника, сетевых свитчей, связующего блока DCXU428, периферийного оборудования (ленточных накопителей, NFS дисков, плоттеров и т.п.) и палубного оборудования. Блок LCI-428 используется для связи с навигационной системой и/или дополнительными каналами (Рис.20).

Система Seal428 – система усовершенствованного программного обеспечения и технологий. Поддерживает большое количество каналов, системные приложения выполняются в 64-разрядной платформе Linux.

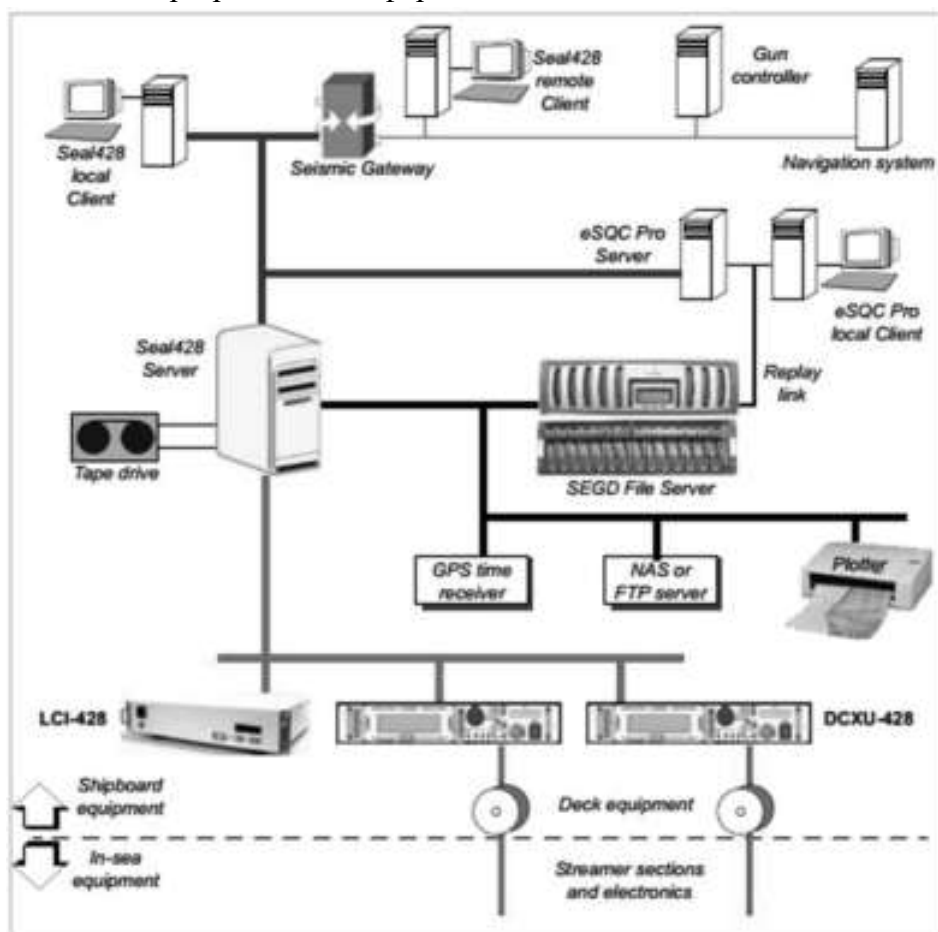


Рис.20. Блок-схема системы регистрации сейсмических данных Seal-428.

Серверный компьютер (HP DL380) управляет потоком собранных данных с кос и дополнительных каналов, так же управляет обработкой и экспортом данных на различные периферийные устройства, связан и синхронизирован с навигационной системой и ганконтроллером через сетевые подключения. Серверный компьютер подключен к DCXU-428 для управления косами.

Клиент-пользовательские приложения на клиентском компьютере SEAL 428 позволяют полностью контролировать Server SEAL 428, сбор данных и управление. Может быть подключен к серверной сети, локально или через шлюз.

DCXU 428 – требуется для подключения каждой сейсмокоды. Используется для связи между косой и сервером. Так же управляет подачей высокого напряжения на сейсмокоды.

DCXU 428 генерирует высокое напряжения 365 вольт для подачи в электронику сейсмокоды по двум различным маршрутам.

Основные функции DCXU428:

- Контроль тока.
- Определение утечек тока.
- Позволяет аварийно прервать работу, световая сигнализация при неисправностях.
- Отображение тока, напряжения, утечки тока и звуковая сигнализация.

LCI 428 – используется для связи с навигационной системой для отправки сигнала на подрыв (Time Break) через бластерное соединение. Бластерное соединение используется так же для передачи последовательных данных от навигации. LCI-428 позволяет подключать дополнительные каналы.

GPS time server – GPS приемник используется для сбора и синхронизации данных между косами, и синхронизации сбора данных и навигационных систем в режиме непрерывного сбора данных.

Модуль (AXCU), встроенный в стойку или расположенный близко к источникам, AXCU соединяется со вспомогательными каналами. Используется для приема и записи гидрофонов ближней зона источников, приема и записи сигнала TimeBreak, WB.

Записывающее оборудование

1. Накопители: 2 x IBM 3592 Tape Drives, optically interfaced
Format 4byte, SEG-D, rev. 1.0
De-multiplexed, 32 bit IEEE, code 8058
Накопители на жестких магнитных дисках NAS 1 и NAS 2.
2. Внешние интерфейсы

Управление контролем качества: eSQC- Pro

Управление местоположением: ORCA 2D Integrated Navigation System (Concept Systems Ltd)

Данные системы управления контроллерами глубины косы (System3) и контроллера управления источником регистрируются навигационной системой и передаются на сейсмостанцию для записи вместе с сейсмическими данными.

Регистрация данных с помощью системы хранения данных на жестких магнитных дисках (NAS 1 и 2) позволяет осуществлять внешний контроль качества данных в процессе сбора данных с помощью комплекса бортовой обработки Promax.

Функции контроля качества на профиле (eSQC-Pro)

Как неотъемлемая часть системы регистрации SEAL, система eSQC-Pro используется для контроля качества сейсмических данных в реальном времени.

Все функции QC выполняются параллельно с регистрацией данных, не замедляя морские операции на профиле, в реальном времени.

Пакет программ eSQC-Pro запускается на рабочей станции eSQC Pro, которая напрямую связывается с модулями косы через сетевой интерфейс. Все сейсмические данные одновременно посылаются на магнитофон, NAS 1 & 2 и в eSQC-Pro для вывода сейсмограммы на экран и её анализа. Оператор может оценить качество каждого выстрела по его атрибутам в режиме реального времени.

3.2.1.3. Сейсмоприемная коса

Приемное устройство – сейсмическая коса – состоит из ряда элементов, в совокупности обеспечивающих функционирование устройства.

Сейсмический офсет определяется измерением расстояния между геометрическим центром источников и центром первой сейсмической группы приемников. Используя одиночную пушку, проводятся измерения времени от момента, когда пушка выстреливает до момента, когда импульс достигает первого гидрофона. Зная расстояние от гидрофона ближней зоны до источника, этот гидрофон используется для этих определений вместо сенсора пневмопушки. Позиционирование хвостового буя (определение угла сноса косы) производится при использовании комбинации позиционирования с помощью RGPS и вычислений с помощью данных устанавливаемых на косу компасов.

Сейсмический офсет расстановки равен номинально 100 м.

- Расстояние от референсной точки судна до устройства RGPS на концевом бую – 8417,3 м.
- Длина активной части косы – 8103,4 м
- Буксировочный трос (Lead-in)

Бронированный буксировочный трос, длиной до 300 м, содержит электрические и оптоволоконные кабели. С обоих концов HLFOI и TLFOI. Используется 4 оптоволоконных связующих кабеля, одновременно используются только два. С помощью lead-in, буксируется коса, и корректируется положение первых каналов сеймокосы. Кабельная броня позволяет выдерживать высокие нагрузки при букировке косы. Оптоволоконно обеспечивает надёжную передачу данных. Схема расположения элементов оборудования на сейсмической косе представлено на Рис.21.

Stretch Sections – эластичные секции

- Короткая головная секция (твердотельная) (SHS)
- Радиальный модуль изоляции вибрации (заполненный гелем) (RVIM)
- Адаптер головной эластичной секции (твердотельная) (HESA)
- Хвостовая эластичная секция (заполненная гелем) (TES)

Эти секции механически соединяются в голове и хвосте косы. Короткая головная секция выполняет измерение натяжения косы. TES и RVIM - защищают от вибрации и амортизируют сеймокосу.

Головной вспомогательный блок и блок питания (HAU & HAPU)

HAU выполняет следующие функции:

- TLFOI обеспечивает питание электроэнергией.
- Первая Acquisition Section обеспечивает электропитание, для измерения натяжения.
- HAPU (не используется на Геолог Дмитрий Наливкин) гарантирует те же самые функции, плюс:

➤ 40V, 30W источник питания для головного буй (не используется в этом проекте) и контроль потребления.

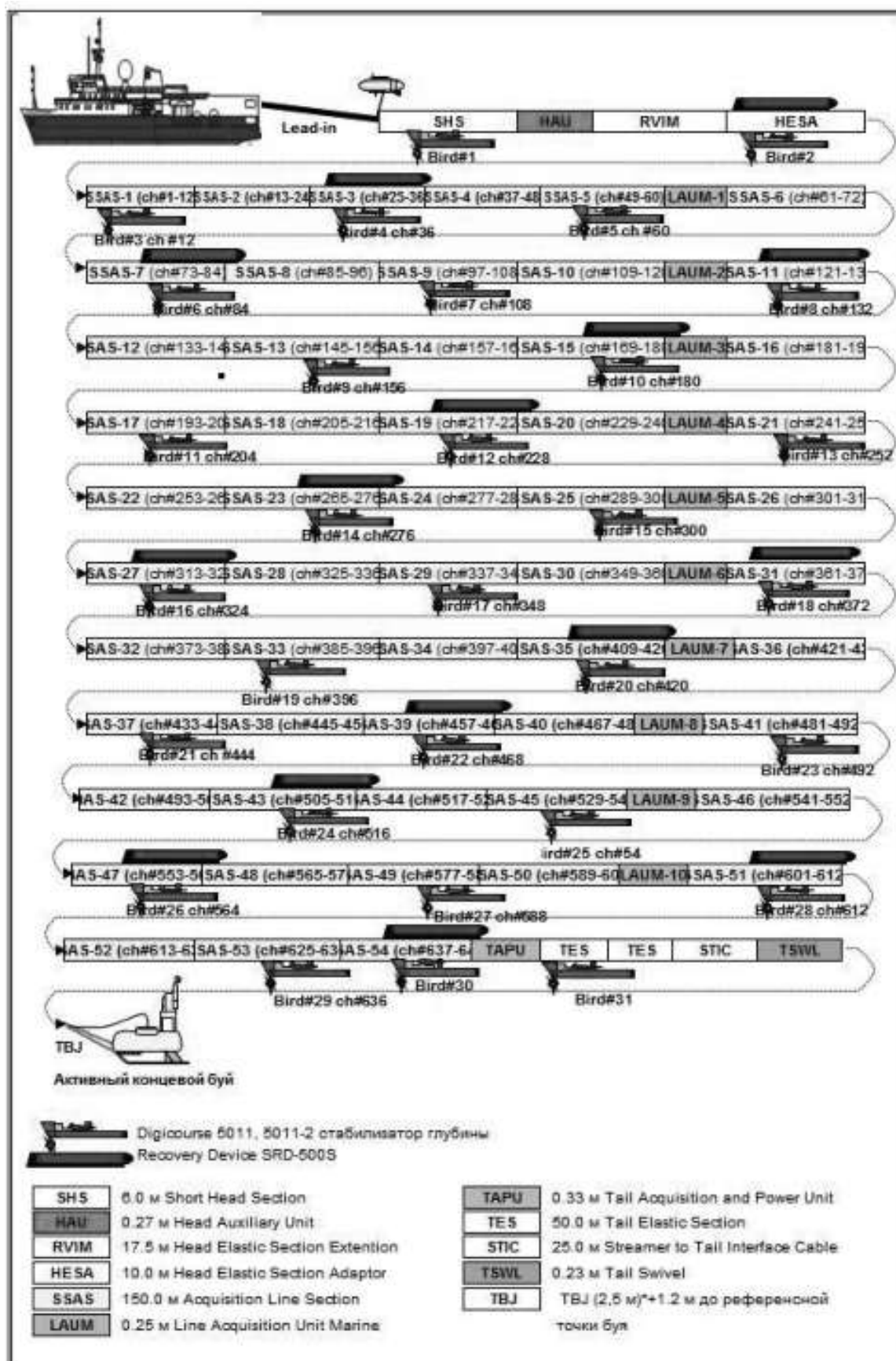


Рис.21. Схема расположения элементов оборудования на сейсмической косе

Твердотельная секция Sentinel Solid Acquisition Section (SSAS)

Длина секции 150 м. SSAS имеет 12 каналов с интервалом 12,5 м, 8 Гибких Гидрофонов Sercel (SFH) составляют 1 сейсмический канал (группу).

Цифровые преобразователи (FDUs) являются электронными блоками в активной секции. Модель FDU2M предназначена для заполненных жидкостью секций, FDU2F используется для твердых секций. FDU2Fs преобразовывают аналоговый сигнал от сейсмических каналов в цифровую форму. Каждый преобразователь получает данные от двух каналов.

Внешний диаметр секции составляет 59 мм.

Активная часть косы состоит из 54 секций SSAS.

Цифровой преобразователь (FDU2F/ FDU2M)

- Расположение один на два канала
- Интервал 50 м с 27.7 м (место первой пары), два модуля FDU2F в каждом пункте размещения, всего три пункта на секцию.
- Функции преобразование постоянного тока, оцифровка данных, тестирование.
- Фильтр среза низких частот 3 Гц
- Фильтр среза высоких частот 0,8 FN (линейный или минимально-фазовый)

Описание гидрофона

- Модель Sercel Flexible Hydrophones, Exportable
 - Рабочая глубина до 30 м
 - Интервал групп гидрофонов 12,5 м
 - Гидрофонов в группе 8
 - Групповая ёмкость 260 nF ±10% @ 20°C
 - Чувствительность 19,73 V/bar (–194.1 dB с точностью до (включая электронную) dB) 1 V/μPa, ±1.0
 - Параметры аналогового входа Усилитель напряжения
 - Разность входного сопротивления 180 kΩ
 - Вид распознавания принадлежности Магнитная маркировка
- Физические параметры
- Номинальная длина секции 150 м
 - Номинальный диаметр кабеля 59,5 mm
 - Элементы напряжения растяжения DuPont KEVLAR® или Teijin Twaron®
 - Групп в каждой секции 12
 - Интервал между группами 12,5 м
 - Длина группы 12,95 м

➤ Полиуретановая оболочка гидрофоне	3,5 мм, 5 мм на
Климатические параметры	
➤ Рабочая температура	-10° to +50°C
➤ Температура хранения	-40° to +50°C
➤ Максимальная рабочая глубина номинально	макс 30 м
➤ Максимально возможная глубина номинально, максимум 5 дней в совокупности	250 м

Для текущего проекта 3 дополнительные секции TES были установлены в хвосте косы, для снижения влияния рывков концевого буя.

Линейный модуль - Line Acquisition Unit Marine (LAUM428)

LAUMs обеспечивает сжатие и отправку данных, и обеспечивает питание для секций SSAS. 5 секций SSAS могут быть вставлены между двумя модулями LAUM, например, коса из 648 каналов, расстояние между которыми 12,5 м, состоит из 10 x 5 плюс 4 секции SSAS и 10 модулей LAUM.

LAUM428 автоматически приводится в действие, как только он получает напряжение на любой из его портов. Сначала он производит самопроверку. После получения питания - по команде от предыдущего модуля LAUM или HAU, он снабжает питанием находящиеся ниже цифровые преобразователи FDU2F (30 FDU2Fs max).

LAUM428 обрабатывает данные от цифровых преобразователей FDU2F и управляет потоком данных от одного LAUM до следующего. Он также обнаруживает и обрабатывает любые погрешности в процессе передачи информации.

Вспомогательный хвостовой модуль. Tail Auxiliary and power Unit (TAPU428)

Вспомогательный хвостовой модуль располагается в конце последней секции SSAS. Он состоит из LAUMa, выполняет его обычные функции, а также может обеспечить передачу данных к сейсмостанции при наличии неисправности в одной из линий телеметрии косы.

Получая напряжение 360 VDC, TAPU снабжает хвостовой буй током 50 VDC (0,75 A max.) для его электроники. Текущий ограничитель предохраняет TAPU, и о текущем потреблении сообщает HSI. Этот источник питания дистанционно управляется от HSI.

Кабель, соединяющий, сейсмокосу с хвостовым буюм (STIC)

STIC связан с вертлюгом, который позволяет свободно вращаться хвостовому бую.

Управление заглублием сейсмокосы

System3

Программное обеспечение для управления косой System3 допускает полную гибкость в конфигурировании отображения данных компасов, датчиков глубины и управления глубиной косы при использовании устройств моделей DigiBirds 5010 и 5011E.

Интерфейсы

System3 контроллер опрашивается навигационной системой Orca2D.

Имеются возможности передачи данных в навигационную систему посредством Ethernet или через последовательный порт RS232.

DigiBird Model 5011E – заглублитель косы с компасом

Заглубитель косы модели 5011 – это устройство, базирующееся на микропроцессорной технике и монтирующееся на косу снаружи. Устройство разработано с учетом минимизации шумов набегающих потоков и совместимым с имеющимися средствами монтажа на косу и катушками связи. В качестве источника питания устройства используются батареи, оно допускает дополнительные функции управления глубиной косы.

Поддержание связи с 1 до 63 устройств DigiBird производится посредством одной линии передачи данных на витой паре при использовании традиционного способа соединения с 27 kHz катушкой связи FSK.

DigiBird поддерживает набор команд и функций получения данных, включая:

- установку текущей глубины косы,
- отображение температуры и глубины устройства,
- отображение состояния батарей и время работы в часах и минутах,
- отображение угла крыла с разрешением в 0,1 градус.

Это устройство отслеживает глубину в диапазоне 0-400 футов с разрешением 0,1 фут с абсолютной погрешностью $\pm 0,5$ фута.

В дополнение алгоритм управления способен отвечать состоянию окружающей среды. В системе предусмотрены экстренное погружение и экстренный подъем на поверхность.

Компасная птица модели 5011 имеет встроенные способности контроля глубины сейсмокосы и датчик направления модели 321 Heading Sensor, встроенный в корпус птицы. Эта конструкция позволяет получать данные о глубине, температуре, и направлении и одновременно удерживать косу на заданной глубине.

Компасы будут располагаться на косе с интервалом не более 300 метров.

3.2.1.4. Технические условия работы аппаратуры и оборудования.

В процессе работ используются и буксируются за судном сейсмическая коса компании «Sercel» длиной 8100 м и комплект пневмоисточников «Bolt».

Предлагаемая глубина буксировки косы – 7-9 метров, буксировки пневмоисточников – 6 (+/- 1 м) метров, расстояние между пикетами – 37,5 метров и длина записи – 12 секунд.

За 20 минут до начала профиля начинается «безопасный старт» пневмоисточников. Сначала включаются по одному пневмоисточники малого объема, постепенно объем наращивается до полного, после чего отключаются запасные пневмоисточники. «Безопасный старт» снижает негативное воздействие работы пневмоисточников на морских животных и рыб.

За 1 километр до начала профиля на несколько секунд делается пауза в работе пневмоисточников и записываются шумовые файлы. Уровень шума отображается на мониторе станции контроля качества eSQCPro и после профиля записываются на жесткий диск вместе с рабочими сейсмическими данными в формате SegD.

За 10 пикетов до первого пикета на профиле включается вся регистрирующая и записывающая аппаратура, записываются тестовые навигационные пикеты, и работа плавно переходит к регистрации рабочих сейсмических данных.

Управление контроллерами глубины косы DigiBird моделей 5011E и 5011E-2 (компасные «птицы») будет производиться с помощью системы System3. Данные датчиков глубины и компасов этих устройств будут отображаться на мониторе системы управления контроллерами глубины косы.

Данные систем управления пневмоисточниками и контроллерами глубины косы для каждого пункта взрыва собираются также навигационной системой ORCA 2D, которая дополняет полученную информацию навигационными данными, формирует сообщение (nav header), включающее все собранные данные и отправляет это сообщение сейсмостанции, которая записывает его вместе с сейсмическими данными в виде файлов в формате SEG-D на жесткие диски, магнитную ленту, отправляет системе внешнего контроля качества (ProMax).

Каждая сейсмограмма сейсмокосы и гидрофонов ближней зоны источников будет отображаться на мониторе сейсмостанции. По необходимости любая сейсмограмма может быть выведена на бумагу термографического плоттера шириной 24", так же при необходимости можно настроить вывод сейсмограмм через каждый километр профиля. На судне есть возможность более частого вывода сейсмограмм на термоплоттер для адекватной оценки текущего состояния оборудования и принятия решения о возможности продолжения работ на профиле, например, в случае наличия сейсмической интерференции.

Атрибуты контроля состояния косы для каждого канала и пункта взрыва, а также разрез ближней трассы будут отображаться в течение всего периода работы на профиле на мониторах подсистемы контроля качества eSQC-Pro сейсмостанции и могут быть сохранены в виде файлов в одном из общеупотребительных графических форматов.

Все профили будут по возможности записываться за один проход судна. Минимальный приемлемый полнократный сегмент (отрезок) профиля должен быть не менее, чем 1,0 длины косы.

Все профили должны начинаться и заканчиваться с прямой косой, если это не возможно, то как минимум 2/3 косы должны быть прямыми в начале профиля. Большой изгиб косы допускается с согласия Заказчика при работах в районах с препятствиями.

Для достижения полнократного перекрытия в конце каждого профиля (линии) «стрельба» должна быть продолжена по линии выхода (выбега) с профиля (Run Out), которая должна составлять не менее 1/2 от длины активной части морской сейсмической косы плюс 1/2 выноса источника сейсмических колебаний от первого (ближнего) канала.

Частичная повторная обработка проводится в направлении первоначального профиля.

3.2.1.5. Минимальные требования к сейсмической косе

- Скорость буксировки сейсмокосы будет в пределах между 4,5 и 4,7 узлами.
- Начальная балансировка будет проведена в районе съемки, с контроллерами глубины и цифровыми модулями на своих местах, на рабочей скорости судна. Коса будет иметь нейтральную плавучесть на заданной глубине буксировки.
- В процессе буксировки со стандартной скоростью сейсмического профилирования углы крыльев «птичек» не будут превышать 5°.

- Расстояние между контроллерами глубины («птичками») не будет превышать 300 м.
- Контроллеры глубины будут оснащены индикаторами глубины.
- Запасные контроллеры глубины будут размещены в начале и конце косы на расстоянии не более 150 м.
- Датчики глубины косы (другие, кроме «птичек») будут иметь такой же интервал 300 м.
- допускается (при пограничной погоде, а также по причине течений), что контроллеры глубины на неактивных секциях SHS, HESA, TES могут буксироваться с отклонением от проектной глубины ± 1 м, и углами крыльев «птичек» более 5° .

Для обеспечения нулевой плавучести косы производится ее балансировка. Соответствующая проверка в обязательном порядке выполняется перед началом исследований (а при наличии достаточных на то оснований – и после) посредством буксировки косы при максимальном допустимом угле крыла регулятора заглубления до $\pm 5^\circ$, и на установленной рабочей глубине при движении судна со стандартной скоростью сейсмического профилирования (4,5 узла).

По длине сейсмоприемной косы, с интервалом не более 300 м будут установлены контроллеры глубины. Датчики глубины обнуляются и калибруются при каждом разворачивании оборудования и/или всякий раз, когда это необходимо. Контроллеры глубины размещаются по возможности как можно дальше от гидрофонов секции. Перед установкой проводится проверка исправности контроллеров глубины на борту судна.

Буксировка сейсмической косы производится в пределах $\pm 1,0$ м от установленной рабочей глубины, при этом максимальная разница между соседними датчиками глубины погружения должно составлять не более 0,5 м. Глубина погружения косы записывается в каждом пункте взрыва в заголовке ленты.

Для любого датчика глубины погружения на активной сейсмоприемной косе действуют следующие условия:

- 1) $\pm 1,0$ м усредненно на датчик глубины погружения по всем пунктам возбуждения на одном проходе профиля;
- 2) $\pm 1,0$ м усреднено по любым 20 последовательным выстрелам, или по любым 30 из любых 50 выстрелов, или по 5% от общего количества выстрелов, полученных на одном проходе профиля.

Технические требования к глубине:

–Глубина погружения морской сейсмической косы не будет изменяться больше, чем на ± 1 метр от номинальной глубины буксировки косы, указанной в договоре,

–В условиях неблагоприятной погоды морская сейсмическая коса может быть погружена на 1,0 м глубже с согласия Заказчика.

Снос морской сейсмической косы:

Допускается снос морской сейсмокосы на угол не более 10 градусов.

В случае жестких приливно-отливных условий, непредсказуемых/нестабильных течений или при наличии препятствий для проведения работ представитель Заказчика может снизить требования к предельным значениям отклонений, по крайней мере, 2/3 косы должны быть прямыми в начале и в конце линии.

Большой изгиб косы допускается с согласия Заказчика при работах в районах с

препятствиями и в условиях сильных приливно-отливных или непредсказуемых течений.

Канал считается неработающим (плохим), если:

- Какой-либо гидрофон в группе с обратной полярностью,
- Чувствительность более, чем на 3 дБ ниже, чем нормальная чувствительность на соседних каналах,
- Безжизненный (мертвый) канал,
- Канал с импульсными помехами (“спайками”) или с амплитудным искажением сигнала (“чемоданы”),
- Сигнал искажен или сдвинут по фазе более, чем на 30° или 1 мс,
- Трасса (-ы) отражает (-ют) взаимное влияние каналов.
- Шумы косы превышают пределы, определенные в данном документе.

Максимальное количество неработающих (плохих) каналов с интервалом группы 12,5 м не должно превышать:

- 2 смежных неработающих (плохих) каналов,
- 3% случайно распределенных неработающих (плохих) каналов во всей косе.

При несоблюдении данных технических условий, все трассы в секции сейсмоприемной косы будут считаться непригодными.

ОС и тесты косы:

– Полярность будет в соответствии с SEG соглашением, а именно, волна сжатия будет отображаться отрицательным значением на ленте магнитной записи, отклонением вниз на мониторе и белым цветом на камере воспроизведения или плоттере.

– Электрическое сопротивление, взаимные влияния и изоляция будут проверяться ежедневно и в любой момент по требованию представителя Заказчика. Чувствительность каналов будет оценена по наблюдениям на мониторе при фиксированном усилении перед началом каждого профиля или в другое время по требованию представителя Заказчика.

Запись шумов:

Непосредственно перед началом и после окончания каждого профиля, а также по запросу Заказчика в непроизводственное время, необходимо измерять и записывать на производственные ленты уровень фона внешнего шума на косе. Длина записи и параметры фильтрации будут теми же, что и для производственных записей. Все записи будут сделаны при нормальных рабочих условиях, особенно в отношении глубины погружения косы, скорости и курса судна.

Если иное не оговорено Заказчиком, все записи шумов будут визуализироваться:

- С соответствующим постоянным усилением,
- С и без низкочастотного фильтра 6 Гц, 18 дБ/октаву до визуализации,
- С полными примечаниями, включая:
 - Дату,
 - Номер профиля и когда сделана запись: на заходе (run-in) или на выходе (run-out) с профиля,
 - Глубину косы и расположение датчиков глубины,
 - Удаление от судна центра ближнего канала,
 - Номер ленты и файла,
 - Параметры фильтрации,
 - Состояние моря,
 - Высоту и направление волн и зыби,

- Скорость судна относительно дна и относительно воды,
- Тип усиления для отображения сейсмических данных,
- Установки усиления регистрирующей системы (сейсмостанции),
- Среднеквадратичную амплитуду калибровочного сигнала,
- Комментарии.

– В период записи шумов:

- 1) Судно будет двигаться с рабочей скоростью.
- 2) Регистрация шумов будет производиться на рабочих параметрах регистрации сигнала.
- 3) Коса будет буксироваться на заданной глубине.

Шум косы дается в микробарах среднеквадратичного отклонения (RMS) и измеряется на всей длине записи с фильтрами, применяемыми при съемке и на заданной глубине буксировки косы.

Случайный шум на любой трассе, анализируемый через фильтр 6 Гц при 18 Дб на октаву, не должен превышать:

- 12 мкбар для 24 трасс вблизи судна и 4 трасс вблизи устройств регулировки глубины погружения морской косы и,
- 8 мкбар для других трасс.
- 10 микробар для групп в пределах последних 200 метров активной части косы.

Пониженные требования к помехам могут использоваться только в том случае, если, по компетентному мнению представителя Заказчика, Подрядчик предпринял все разумные усилия для минимизации случайных шумов. Уровни RMS должны рассчитываться в окнах достаточной продолжительности. Параметры окон должны быть предварительно согласованы с Представителями Заказчика на борту судна.

Значения среднего уровня шумов и любые аномальные характеристики групп заносятся в журнал операторов.

Шумы волнения моря

По возможности будет использоваться бортовая обработка, включая фильтрацию шума от волнения моря в частотно-пространственной области (FX), для количественной оценки последствий вмешательства в данные, уделяя должное внимание геофизическим целям, но если такой процесс не доступен, то нижеследующая информация представлена в качестве руководства для определения допустимого уровня шума волнения моря (swell noise/swell-related noise):

Шум волнения моря, воспроизведенный с низкочастотным фильтром 6 Гц 18 дБ/октаву, не должен превышать:

- 25 мкбар на более, чем 10% трасс на сейсмической косе,
- 25 мкбар на более, чем 5% сейсмограмм любого профиля.

Окончательная оценка производится после применения фильтров подавления случайного шума, связанного с погодой, например таких, как Deswell.

Более высокий уровень шума может быть приемлем только с одобрения представителя Заказчика, при этом окончательное решение о качестве материала будет приниматься после проведения QC контроля.

Когерентный шум

Приемка полевых данных имеющий когерентный шум: интерференция другого исследовательского судна, шумы техногенных объектов, судов, буровых установок, землетрясения и т.д. будет осуществляется представителем Заказчика на борту по результатам анализа в обрабатывающем комплексе. В таблице приведены характеристики шумов.

Таблица 14 - Характеристика шумов.

Шум, приходящий с конца косы:			
Наклон помехи	Пиковая амплитуда	в	микробарах
От 16 км/с до 24 км/с	30 микробар		
Менее 16 км/с	60 микробар		
Шум, приходящий с начала косы:			
Наклон помехи	Пиковая амплитуда	в	микробарах
От 16 км/с до 24 км/с	15 микробар		
От 8 км/с до 16 км/с	30 микробар		
Менее 8 км/с	45 микробар		
Шум, приходящий с траверза косы:			
Наклон помехи	Пиковая амплитуда	в	микробарах
Если кажущаяся скорость больше, чем 24 км/с - проанализировать с	N/A		

Низкие уровни шумов с траверза и с короткой продолжительностью допустимы на записи. В таких случаях будут использоваться бортовые системы контроля качества/обработки для полной оценки воздействия помех на данные.

Для различных типов когерентных шумов будет выполнена более тщательная бортовая оценка после применения специальных фильтров в системе обработки контроля качества.

3.2.1.6. Контроль качества и тесты косы.

Оперативный контроль качества осуществляется в процессе работы по данным, выводимым на монитор и/или по сейсмическим плотам.

Контроль качества в онлайн режиме производится с помощью станции контроля качества eSQCP, при необходимости, сейсмограмма выводится на плоттер.

Детальный контроль качества производится на рабочей станции Promax, по результатам которого оформляется Рапорт контроля качества.

Тестирование и проверка оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями завода-производителя.

Проверка полярности сигнала должна выполняться в начале работы на объекте и всякий раз после замены секций косы.

Полярность сигнала может быть определена проверкой сигнала по приходу первой волны.

Сигнал от гидрофонов на линиях пневмоисточников должен быть записан на вспомогательные каналы.

Проверка уровня шума должна выполняться в процессе сейсмической съемки, а так же в начале и в конце каждого профиля, результаты записываются на рабочую кассету.

Во время проверки уровня шума:

- судно должно двигаться со скоростью, при которой возможно выполнение сейсмической съемки (4-5 узлов);
- установочные параметры записи должны соответствовать техническим требованиям записи сейсмической информации;
- сейсмическая коса должна находиться на рабочей глубине.

Офсет должен проверяться перед началом работы на объекте и после каждого спуска косы.

Перед первым выстрелом и в период съемки каждые 24 часа (за исключением периодов работы в течение полных календарных суток и периодов простоев по погодным условиям) представителю Заказчика на борту будут предоставляться ежедневные инструментальные тесты регистрирующей системы.

Инструментальные тесты будут выполнены в соответствии с рекомендациями изготовителя и/или процедурами Подрядчика, и будут включать следующее:

- Ежемесячные тесты будут записаны на жесткие диски и храниться до окончания съемки.
- Ежедневные тесты должны быть записаны на жесткие диски и храниться до окончания съемки.
- Оборудование, которое не соответствует спецификации изготовителя, будет отремонтировано или заменено и после этого будет произведено повторное тестирование системы.
- Набор ежемесячных тестов будет произведен после замены программного обеспечения и/или аппаратных средств ЭВМ.

В таблице 15 приведена информация о проводимых процедурах тестирования.

Таблица 15 - Информация о проводимых процедурах тестирования

НАЗВАНИЕ ТЕСТА	ТЕСТИРУЕМЫЙ ПАРАМЕТР
Instrumental Noise – Анализ шумов аналого-цифрового преобразователя FDU	Уровень шумов аналого-цифрового преобразователя FDU каждого канала
Instrumental Distortion – Анализ искажений аналого-цифрового преобразователя FDU	Уровень искажений, вносимых аналого-цифровыми преобразователями FDU для каждого канала
Instrumental Crosstalk – Перекрестные помехи между FDU	Уровень аппаратурных перекрестных помех между FDU
Instrumental Gain/Phase – Анализ изменения усиления и смещения фаз аналого-цифрового преобразователя FDU	Стабильность усиления и смещения фаз аналого-цифрового преобразователя FDU каждого канала
Instrumental Pulse – Анализ аппаратурной импульсной характеристики	Аппаратурная импульсная характеристика каждого канала

Instrument CMRR test – Анализ уровня подавления синфазного сигнала аналого-цифровых преобразователей FDU	Уровень подавления синфазного сигнала каждого канала
Field Leakage – Анализ сопротивления между сейсмическим каналом и землей	Сопротивление изоляции каждого сейсмического канала на землю (корпус)
Field Capacitance – Анализ емкости сейсмических каналов	Емкость каждого сейсмического канала
Field CutOff – Анализ частоты среза сейсмических каналов	Нижняя частота среза каждого сейсмического канала
Field Noise – Анализ шумов сейсмических каналов	Уровень шумов каждого сейсмического канала
Field Impulse – Анализ импульсной характеристики сейсмического канала	Импульсная характеристика каждого сейсмического канала

3.2.1.7. Минимальные требования к регистрирующей системе

Оборудование должно пройти тесты и отвечать требованиям завода-производителя.

Полярность должна соответствовать конвенции SEG.

Сейсмические данные должны отображаться на мониторе.

Цикл работы аппаратуры должен соответствовать интервалу выстрела, длине записи и текущей скорости судна.

Записи, в процессе которых не были соблюдены следующие требования, считаются бракованными:

- потеря сигнала от навигации на начало записи;
- ошибки чётности на магнитной ленте;
- взрыв не произошел;
- ошибки чтения данных;
- ошибка при синхронизации источника;
- потеря синхронизации между выстрелом и началом поступления данных;
- потеряна отметка выстрела (тайм-брейк);
- отсутствует запись сейсмических данных (или запись неполная);
- отсутствует запись навигационной информации (или запись неполная).

3.2.1.8. Минимальные требования к пневмоисточникам

Давление воздуха, подаваемого к пневмоисточникам, должно контролироваться манометром.

Давление воздуха должно отображаться на мониторе и записываться в SegD-файл.

Линии пневмоисточников должны быть снабжены датчиками глубины.

Данные с гидрофонов пневмоисточников должны записываться в SegD-файл.

Приборы управления пневмоисточниками должны быть в состоянии:

- обнаружить и отобразить время выстрела каждого пневмоисточника с точностью до 0,1 миллисекунды;
- синхронизировать все пневмоисточники в пределах определённой точности;
- обеспечивать сигнализацию самопроизвольных выстрелов;
- определять ошибки синхронизации пневмоисточников при каждом выстреле и отображать их на мониторе.

Пневмоисточники считаются неисправными и должны быть отключены при следующих условиях:

- самопроизвольный выстрел;
- утечка воздуха;
- ошибка синхронизации больше чем $\pm 1,5$ миллисекунды.

При работе с пневмоисточниками необходимо руководствоваться следующими правилами.

Каждая запись, не попадающая в эти условия, считается плохой:

- сбой в системе контроля пневмоисточников;
- ошибка синхронизации одного или нескольких пневмоисточников больше чем $\pm 1,5$ миллисекунды;
- глубина пневмоисточников отличается больше чем ± 1 метр от установленной;
- самопроизвольный выстрел;
- давление воздуха ниже 90% требуемого давления;
- потеряна отметка выстрела (тайм-брейк).

Вся актуальная информация о работе пневмоисточников, а также все отклонения от спецификации должны быть записаны в рапорт оператора.

3.2.1.9. Контроль работы сейсмической аппаратуры

Целью выполнения контроля качества является проверка работы геофизического оборудования.

Перед началом работ на профиле проводится тесты сейсмического оборудования на соответствие требуемым параметрам: чувствительности и полярности сейсмических приемников, проверка минимального выноса косы, глубины буксировки пневмоисточников, запись на ленточные накопители и считывание информации с них, проверка формата записи сейсмической информации.

По завершении полевых сейсморазведочных работ в III квартале Заказчику будут переданы отчетные материалы, указанные в разделе 3.2.6.1.

3.2.1.10. Допуски геометрии расположения забортных устройств

В течение всей съемки применяются следующие допуски в расстояниях разноса (сепарации) источника и морских сейсмических кос:

-Среднее расстояние разноса (сепарация) по какому-либо одному профилю $\pm 10\%$ и/или текущая сепарация $\pm 10\%$ от номинальной для нижеследующего:

-Расстояние разноса (сепарация) между головными частями (в голове) буксируемых морских сейсмических кос,

-Расстояние разноса (сепарация) между центрами источников,

-Расстояние разноса (сепарация) от центра источника до первых каналов морских сейсмических кос.

-Среднее расстояние разноса (сепарация) между каждой смежной парой линий источника не должно превышать 2 м от номинального расстояния разноса.

Минимальный вынос (X_{\min}) (т.е. расстояние вдоль линии наблюдения между центром источника и центром первого канала (ближней трассы)) определяется до начала отстрела каждого нового профиля (линии) путем измерения вступления прямой волны. Такого рода расстояние не должно меняться на величину более \pm длины группы, если только такое изменение не вызвано приливами и отливами и/или течениями, влияющими на буксировочные характеристики.

3.2.1.11. Условия непрерывной работы на профиле

Профиль или сегмент (отрезок) профиля не будет принят, если при интервале между пунктами возбуждения в 25 м каждого профиля приходится:

-10 или более бракованных физических наблюдений (ПВ) подряд,

-20 бракованных физических наблюдений (ПВ) в любых 100 последовательных записях на линии профиля.

Для других интервалов ПВ применяются в целом те же требования.

Общее количество бракованных физических наблюдений (ПВ) не должно превышать:

-5,0 % на профиль или сегмент (отрезок) профиля,

-3,0 % на всю съемку.

Если любое из этих максимально допустимых значений будет превышено, все данные на таком профиле или его сегменте (отрезке) будут считаться неудовлетворяющими техническим условиям, и профиль (линия) либо его сегмент (отрезок) должен быть “перестрелян” (“отстрелян” повторно).

3.2.2. Надводная гравиметрия.

Задачами гравиметрической съёмки являются:

- изучение поля силы тяжести исследуемого района работ;
- выявление плотностных неоднородностей комплекса отложений;
- уточнение регионального структурно-тектонического плана района работ;
- повышение достоверности построения результирующих карт и разрезов.

Сопоставление различных редукций аномального гравитационного поля с сейсмическими данными МОВ ОГТ позволит более обоснованно и достоверно провести структурно-тектоническое районирование территории, изучить направление основных и сопутствующих тектонических нарушений, имеющих принципиальное значение для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой акватории.

Надводные гравиметрические работы будут проводиться на НИС «Николай Трубятчинский».

Объем работ на объекте составит **8 900** п.км. Затраты труда и времени сотрудников ОАО «МАГЭ» на выполнение надводной гравиметрии с учетом проведения опорных наблюдений составят **344,28** отр.-смен или **100,37** судо-суток (**3,3** судо-месяцев).

3.2.2.1. Гравиметрическое оборудование

Во время работ, на протяжении всего рейса будут использоваться два гравиметра Чекан-АМ модификации «Шельф» (основной и запасной). Гравиметр мобильный Чекан-АМ модификации «Шельф», изготовленный в АО Концерн «ЦНИИ «Электроприбор», в настоящее время данный гравиметр является наиболее современным прибором, позволяющим выполнять гравиметрические измерения с заданной точностью в сложных морских условиях при волнении моря до 4 баллов, чувствительность и разрешающая способность прибора позволяет уверенно выделять малоамплитудные аномалии поля силы тяжести, коррелировать их с особенностями геологического строения осадочного чехла и фундамента. Оба гравиметра будут включены в порту мобилизации г.Владивосток и будут непрерывно вести регистрацию данных. Прерывание регистрации будет производиться только для перезапуска серии регистрации, проведения тестирования, перезапуска ПО регистрации (SeaGrav).

Данные гравиметры предназначены для проведения морской гравиметрической съемки с надводных геофизических судов, измеряют изменение ускорения силы тяжести относительно начального опорного пункта.

Тестирование гравиметра и проверка работоспособности будет произведена в порту мобилизации до начала гравиметрического рейса, в соответствии с инструкцией по эксплуатации от завода-изготовителя. До начала проведения опорных наблюдений гравиметр должен в течение 24 часов прогреваться. Затем будут произведены непосредственно опорные наблюдения. Регистрация опорных наблюдений необходима для вычисления скорости смещения нуль-пункта гравиметра. По продолжительности запись должна быть кратна суткам для исключения влияния приливов и отливов. На рис.22. – гравиметр Чекан-АМ модификации Шельф. В таблице 16 указаны технические характеристики гравиметра.

Программно-математическое обеспечение гравиметра позволяет выполнять (ПО SeaGrav):

- прием выходных данных гравиметра;
- первичную обработку гравиметрической информации, включая линеаризацию шкалы гравиметрического датчика, фильтрацию исходных данных, графическое отображение на мониторе текущего профиля;
- ввод поправки за неучтенную составляющую скорости смещения нуль-пункта гравиметра.



Рис.22. Гравиметр Чекан-АМ модификации "Шельф"

Таблица 16 - Технические характеристики гравиметра Чекан-АМ – Шельф

Параметр	Значение
Диапазон измерений	не менее 10 Гал
Статистическая точность, не более	0,4 мГл
Чувствительность	0.01 мГл
Постоянная времени гравиметра	до 100с
Скорость смещения нуля-пункта	не более 1 мГл/сут
Статическая погрешность гиropлатформы	не более 30 угл.с
Динамическая погрешность гиropлатформы	не более 15 угл.с
Время готовности	24 часа
Условия эксплуатации:	
температура окружающей среды	23±7С°
относительная влажность воздуха	до 90% при температуре 25С°
вибрация в месте установки	с амплитудой до 0.1 мм на частотах от 5 до 35 Гц
вертикальные ускорения	до 100 Гал
скорость судна	до 5 м/с
бортовая качка	с амплитудой до 15°
килевая качка	с амплитудой до 10°

Параметр	Значение
рыскание	до 3°
внешнее переменное магнитное поле	на частотах 5 Гц и 400 Гц до 1 Э

3.2.2.2. Методика гравиметрических наблюдений

Надводные гравиметрические измерения проводятся согласно требованиям Технического задания с учётом методических положений «Инструкции по морской гравиметрической съёмке ИГ-78», «Инструкции по гравиметрической разведке. Москва. 1975г», руководства по эксплуатации гравиметров [6,16,17].

Гравиметрические работы выполняются совместно с сейсмическими работами МОВ ОГТ 2D. В соответствии с технологией производства сейсмических работ судно выводится на линию профиля за 9 – 10 км до первой точки отстрела, скорость судна изменяется в зависимости от волнения моря, течений, направления и скорости ветра. В этот период гравиметр приводится в рабочее положение – гироплатформа гравиметра стабилизируется в плоскости горизонта. Регистрация данных гравиметрии ведется непрерывно, в течении всего рейса, включая переходы из порта в район работ и обратно, переходы между профилями, штормовое время. Регистрация прерывается только для перезапуска программы регистрации данных гравиметрии, сохранения данных и перезапуска операционной системы регистрирующего компьютера. Запись новых файлов с данными начинается через 25 - 30 минут после окончания профиля, поэтому "сырые" файлы данных гравиметрии содержат записи по переходу от предыдущего профиля к текущему и запись данных на профиле.

Кондиционные гравиметрические наблюдения проводятся при следующих условиях:

- волнение моря менее 4 баллов (высота волн менее 2 м);
- скорость судна на профиле $4,5 \pm 0,5$ узла;
- неизменное положение винта регулируемого шага (ВРШ);
- рыскание судна менее $\pm 1,5$ град;
- темп маневрирования при переходах с профиля на профиль не более 5° в

минуту.

Браком считаются отрезки профилей, на которых отмечаются:

- потеря данных гравиметра;
- потеря навигационных данных;
- маневрирование судна вне допуска;

Регистрация наблюдений осуществляется в цифровой форме, при помощи РС с дискретностью 1 сек. Также программа регистрации данных гравиметрии осуществляет регистрацию по каждой чувствительной системе гравиметра с дискретностью 0,1 с. Регистрация и первичная обработка выходных данных гравиметра выполняется в режиме реального времени при помощи программного модуля «SeaGrav». Результатом работы модуля «SeaGrav» являются вычисленные приращения силы тяжести с учётом поправки за смещение нуля-пункта гравиметра и задержки результирующих данных, обусловленной постоянной времени гравиметра и цифровых фильтров.

В состав выходных файлов входят:

1. файлы *DAT – вычисленные приращения силы тяжести с дискретностью 1

с;

2. файлы *RAW – зарегистрированные отсчёты по каждой чувствительной системе гравиметра с дискретностью 0,1 с;
3. файлы *NAV – зарегистрированные GPS-координаты пунктов измерений с дискретностью 1 с. Навигационные данные (NMEA-формат) содержат координаты широты и долготы в системе WGS-84, Юлианский день и время UTC. Координаты пунктов измерений регистрируются при помощи DGPS приемника C-NAV;
4. файлы *PRT – файлы протокола.

Выходные данные гравиметра регистрируются в ASCII формате.

По окончании работ на профиле оформляется журнал вахтенного оператора (Log) с указанием реквизитов и описанием особенностей отработки профиля. Графики приращений силы тяжести по данным двух гравиметров (вычисленных модулем «SeaGrav», в условном уровне) по профилям прикладываются к журналам оператора (Log).

В процессе регистрации данных и их визуализации на экране монитора РС оценивается качество получаемых материалов.

Специальных проверок в ходе выполнения морских гравиметрических измерений изготовитель гравиметра «Чекан-АМ» не предусматривает. Отдельные параметры, такие как величина и скорость смещения 0-пункта гравиметра оценивались по опорным наблюдениям во время стоянок у причала. Также смещение нуля-пункта рассчитывается по данным в точках пересечения профилей.

После окончания полевых работ для приемки будут представлены следующие материалы:

- файлы данных гравиметров;
- полевые журналы (Log) с графиками данных гравиметров;
- отчёт о выполненных работах.

Все данные записываются на жесткий диск и предоставляются заказчику в цифровом виде.

3.2.2.3. Опорные гравиметрические наблюдения

Исходные опорные гравиметрические наблюдения будут проводиться в порту мобилизации г.Владивосток. Гравиметры будут включены за 24 часа до начала записи опорных наблюдений, согласно инструкции по эксплуатации. Во время регистрации опорных наблюдений, также будет вестись регистрация координат положения судна, глубина по эхолоту, высотная навигационная привязка, температура в гравиметрической лаборатории.

Продолжительность опорных наблюдений должна быть кратна 24 часам, чтобы исключить влияние приливов на данные записи гравиметров. Во время записи опорных наблюдений приостанавливаются погрузочно-разгрузочные работы, работы по бункеровке и не допускается перешвартовка судна.

В случае захода судна в порт на дозаправку или по иным причинам в процессе работ по проекту, будут производиться промежуточные опорные наблюдения. Промежуточные наблюдения проводятся с целью уточнить значение смещения нуля-пункта гравиметра во время работ, поэтому они не являются на столько важными как начальные или завершающие опорные наблюдения, вследствие этого требования по

продолжительности записи и по отмене бункеровочных и погрузочно-разгрузочных работ к ним не применяются.

По завершению работ производится запись завершающих опорных наблюдений в порту г. Владивосток. По окончании записи опоры (не менее 24 часов), рассчитываются уточненные скорости смещения нуль-пунктов гравиметров за весь гравиметрический рейс, для ввода поправок при обработке данных гравиметрии.

По завершении полевых сейсморазведочных работ в III квартале Заказчику будут переданы отчетные материалы, указанные в разделе 3.2.6.2.

3.2.3. Дифференциальная гидромагнитометрия.

Задачами гидромагнитной съемки являются измерение аномального магнитного поля с целью изучения намагниченности пород.

Информация о магнитных свойствах осадочного чехла и фундамента, в комплексе с гравиметрическими и сейсмическими данными МОВ ОГТ, дает дополнительную геологическую информацию для более обоснованного и достоверного структурно-тектонического районирования исследуемой акватории, имеющего важное значение для оценки перспектив ее нефтегазоносности.

Гидромагнитометрические исследования по дифференциальной методике будут проводиться на НИС «Николай Трубятчинский».

Объем работ на объекте составит 8900 п.км. Затраты труда и времени сотрудников ОАО «МАГЭ» на выполнение данного вида работ составят **203,67** отр.-смен или **95,86** судо-суток (**2,64** судо-месяцев).

3.2.3.1. Магнитометрическое оборудование.

Дифференциальные магнитометрические наблюдения будут выполняться на НИС «Николай Трубятчинский» магнитометрами SeaSPY2 (2 шт.). Буксируемый магнитометр SeaSPY2 предназначен для поиска ферромагнитных объектов, лежащих на морском дне, и измерения напряженности магнитного поля Земли. Принцип работы датчика основан на протонном всенаправленном сенсоре Оверхаузера.

Магнитометры SeaSPY2 выпускаются компанией MarineMagnetics, Канада.

Рабочий комплект аппаратуры градиентометра SeaSPY2 состоит из следующих составных частей:

- ПК пользователя;
- коммуникационный приемопередатчик Isolation Transceiver;
- буксируемые магнитометры SeaSPY2 – 2 шт.;
- соединительный палубный кабель;
- основной буксировочный плавучий кабель длиной 300 м;
- буксировочный плавучий кабель, соединяющий первый и второй магнитометры длиной 100 м (база).

На рис.23 представлена схема магнитометрического комплекса.

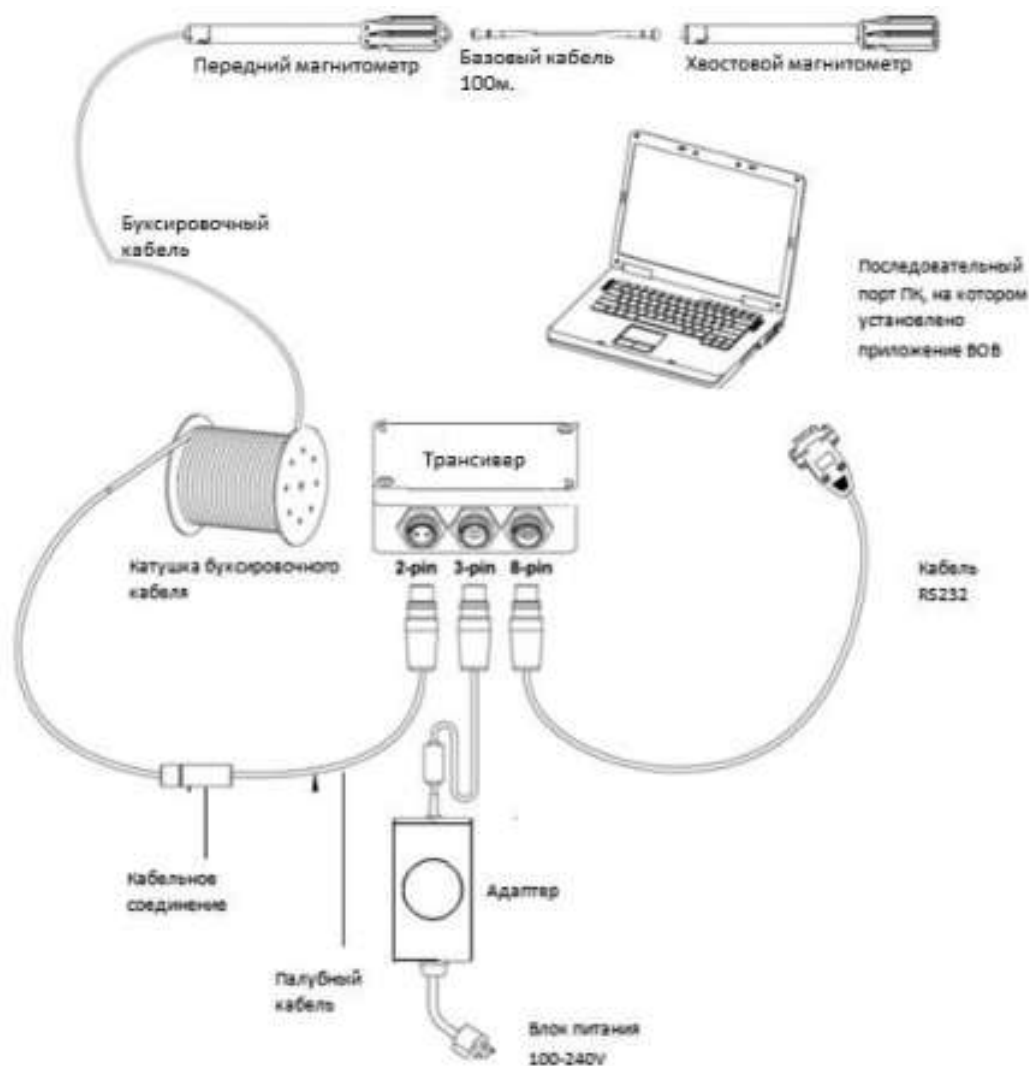


Рис.23. Схема магнитометрического комплекса.

ПК пользователя оснащён ПО BOB (MarineMagnetics), обеспечивающим управление комплексом, тестирование магнитометров, как в режиме градиентометра, так и в модульном режиме работы, обеспечивает регистрацию показаний магнитометров и GPS-координат с дискретностью в пределах от 0,1 до 4,0 Hz.

Isolation Transceiver - коммуникационный приемопередатчик обеспечивает интерфейс между ПК пользователя и буксируемой капсулой SeaSPY2: с одной стороны, подключается к последовательному порту ПК с помощью кабеля RS-232, с другой присоединяется к буксировочному кабелю и буксируемым магнитометрам. Помимо стабилизации характеристик электропитания буксируемых магнитометров, приемопередатчик работает как модем, обеспечивая по тем же проводам двустороннюю связь, обеспечивает диагностические возможности, включая цифровой контроль напряжения и тока, цифровую автоматическую подстройку частот передачи/приема сигналов.

Буксируемый магнитометр SeaSPY2 включает в себя:

- высокочувствительный всенаправленный датчик, основанный на эффекте Оверхаузера;
- электронный модуль;
- датчик протечек;
- датчик глубины (давления).

В таблице 17 сведены основные технические характеристики магнитометра SeaSPY2, на Рис.24. представлен градиентометр.

Тестирование магнитометрического оборудования будет производиться в порту мобилизации г. Владивосток, согласно инструкции изготовителя, включая проверку работоспособности, как основного комплекта, так и запасных частей.

Для магнитометрического оборудования на борту судна будут иметься комплекты запасных частей и принадлежностей на все его составляющие, в том числе запасной комплект буксируемой аппаратуры (кабель-буксир, межгондольный кабель, запасной градиентометр).

Таблица 17 - Основные технические характеристики магнитометра SeaSPY2

Параметр	Значение
Абсолютная погрешность	0,2 нТл
Разрешение	0,001 нТл
Чувствительность датчика	0,02 нТл
Чувствительность счетчика	0,001 нТл
"Мертвая" зона	отсутствует
Курсовая ошибка	отсутствует
Температурный дрейф	отсутствует
Потребляемая мощность	1 Вт
Время переходного процесса	10^{-6} с (от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$)
Диапазон измерений	18000-120000 нТл
Допуск по градиенту	Более 10000 нТл/м
Частоты дискретизации	0,1.....4 Гц/ для станции от 1 Гц до 1изм/мин
Электропитание	15..35 В (~100...240 В)



Рис.24. Магнитометры SeaSPY2 в походном положении на НИС Николай Трубятчинский (градиентометр).

3.2.3.2. Методика дифференциальных магнитометрических наблюдений.

Дифференциальные гидромагнитные измерения проводятся согласно требованиям технического задания с учётом методических положений «Инструкции по магниторазведке, 1981г.», «Методических Рекомендациях по проведению дифференциальных гидромагнитных измерений (2000 г.)», руководства по эксплуатации магнитометра SeaSPY2 [15,18].

Гидромагнитная съёмка выполняется по дифференциальной методике, позволяющей получить значения модуля полного вектора магнитного поля Земли (МПЗ), свободные от влияния вариаций.

Управляющий ПК градиентометра SeaSPY2 и Isolation Transceiver размещаются в помещении гравиметрической лаборатории. При помощи «палубного» кабеля соединены с буксировочным кабелем, размещённым на лебедке. В условиях проведения магнитометрической съёмки совместно с сейсморазведкой МОВ ОГТ 2D, с целью исключения электромагнитного влияния сейсмической косы, буксировка забортных устройств, производилась с применением плавучего кабеля.

Параметры измерительной дифференциальной системы:

- первый магнитометр (первый канал градиентометра) буксируется на удалении 250 м от кормы судна;
- второй магнитометр (второй канал градиентометра) буксируется на удалении 350 м от кормы судна;
- база дифференциальной установки составляет 100 м.

Данные магнитометрических наблюдений фиксируются и записываются на РС при помощи программного модуля ВОВ.

По окончании работ на профиле оформляется журнал вахтенного оператора (Log) с указанием реквизитов и описанием особенностей отработки профиля. Графики измеренных значений полного вектора магнитного поля земли по каждому магнитометру прикладываются к журналам оператора (Log).

В процессе регистрации данных и их визуализации на экране монитора РС оценивается качество получаемых данных.

Кондиционность гидромагнитных наблюдений по дифференциальной методике обеспечивается соблюдением следующих условий:

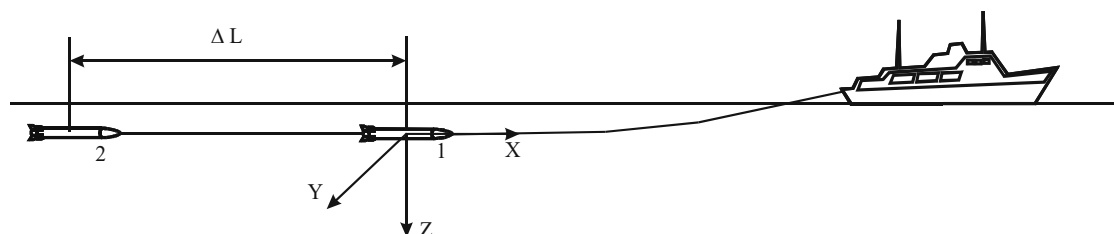
- регулярной ведомственной поверкой приборов, место поверки - АО «Геологоразведка» г. Санкт-Петербург;
- балансировкой гондол, обеспечивающей их буксировку на равных глубинах;
- идентичностью измерительных каналов, которая контролируется измерениями с нулевой базой;
- контролем сопротивления электроизоляции забортных устройств, которое должно быть не менее 20 Ом.

Браком считаются отрезки профилей, на которых отмечаются:

- потеря отсчетов по 1-у из датчиков (в случае отсутствия данных магнитовариационной станции).

Во время работы на профилях, регистрация данных магнитометрии ведется непрерывно как во время движения судна по профилю, так и на переходах между профилями. Регистрация данных магнитометрии прерывается только после окончания

профиля через 30 - 35 минут на 5 – 10 минут для перезапуска программы регистрации, проведения тестов магнитометров, импорта магнитометрических данных, после чего регистрация магнитометрических данных возобновляется. Файлы данных магнитометрии по каждому профилю также содержат данные по переходу от профиля к профилю. На рис.25 представлена схема буксировки магнитометров.



- 1– первая (ближняя) гондола (градиометр);
- 2– вторая (дальняя) гондола (магнитометр);
- X– ось горизонтальная (генерального курса);
- L– расстояние до первой гондолы от среза кормы (около 250м);
- DL– горизонтальная база измерений (100м) (расстояние между 1-й и 2-й гондолами);

Рис.25. Схема буксировки магнитометров

По завершении полевых сейсморазведочных работ *в III квартале Заказчику будут переданы отчетные материалы, указанные в разделе 3.2.6.3.*

3.2.4. Навигационно-гидрографические работы.

Затраты времени на проведение 8900 п.км навигационно-гидрографических работ на объекте и составляют 91,37 судо-суток (**3,01** судо-месяцев) или **313,23** отр.-смен.

3.2.4.1. Методика навигационно-гидрографических работ.

Позиционирование судна в море и регистрация навигационно-гидрографической информации будет осуществляться с использованием навигационно-регистрирующих комплексов, которые будут работать в системе координат WGS-84 с последующей трансформацией координат пунктов наблюдений по отчетному объему (7500 п.км) в СК-42 согласно ТГЗ.

Для расчета местоположения и регистрации навигационных данных будет использоваться интегрированная навигационная система (ИНС) Orca 2D v1.14.01, фирмы ION/Concept Systems Ltd (табл.18).

Таблица 18. - Навигационный комплекс.

	Наименование оборудования, аппаратуры	Назначение
	DGNSS C-Nav 3050 - 2 шт.	Определение координат
	C-Navigator - 2 шт.	Управление приемниками C-Nav

	Программно-аппаратурный комплекс «Orca 2D» в комплекте: Power RTNU II, 2 шт. Data Distributor II 1 шт. PC DELL R5400 2 шт. PC Dell 775 1 шт. Мониторы DELL 6 шт.	Позиционирование судна и регистрация навигационно-гидрографической информации
	Программно-аппаратурный комплекс обработки навигационно-гидрографических данных «Iris» в комплекте: PC DELL R5400 1 шт. Монитор DELL 2 шт.	Полевая обработка гидрографических материалов
	Системный блок ПК TERRA Core2Duo E7400 2,8 GHz 3Gb с монитором 24" TERRA	Ведение документации
	Измеритель скорости звука в воде Midas SVP	Определение скорости звука в воде
	Эхолот Simrad EA 600 (200/38/18кГц)	Определение глубин
	Принтеры Brother MFS-J 6510DW, Brother HL2250DN	Распечатка документации
	Гирокомпас Anschutz (основной) и GPS компас Applanix POS MV320	Определение курса судна
0	Инерциальная навигационная система Applanix POS MV320	Определение курса, координат, перемещений судна

Основные геодезические параметры работ приведены в таблице 19

Таблица 19 - Геодезические параметры работ

Координатная система	WGS84
Основа системы координат (Датум)	WGS-1984
Эллипсоид	WGS84
Большая полуось (м)	6378137.0
Сжатие	1/298.257223600м
Проекция	
Проекция	UTM
Зона	55°N
Начальная широта	000° 00' 00.000"N
Центральный Меридиан	147° 00' 00.000"E
Масштабный коэф. по осевому меридиану:	0,9996
Смещение по долготе	500000.000
Смещение по широте	0
dX, dY, dZ	0.0

Единицы измерения	метры
Параметр	Наименование
Первая DGPS система	C-NAV 3050
Вторая DGPS система	C-NAV 3050
Резервная навигационная система	C-NAV 3050
Двухчастотная (L1/L2) DGPS	Обязательное использование
Активный буй	Приемники RGPS
Источники	Приемники RGPS
DGPS Маска возвышения	Не ниже 10 градусов (7 градусов - если связь потеряна)
RGPS Маска возвышения	Не ниже 5 градусов
HDOP	Не больше чем 3
PDOP	Не больше чем 4
DGPS позиционирование	Большая ось эллипса абсолютной ошибки (на уровне 95%) не должна превышать 3.5 метров
Точность позиционирования узлов в сети наблюдений	Судно: ± 5 м, Источники: ± 5 м относительно судна, Ближняя трасса: ± 9 м относительно судна, Дальняя трасса: ± 10 м относительно хвостовых буйев, Хвостовые буи: ± 10 м относительно судна.

Интегрированный навигационный комплекс (ИНК) Orca объединяет функции контроля и управления систем регистрации и позиционирования, источников возбуждения и систем контроля качества данных на базе единой интегрированной платформы.

Система Orca выполняет функции комплексного контроля и регулирования процессов с целью обеспечения эффективного производства сейсмических наблюдений с учетом самых сложных конфигураций расстановок и привлечения многочисленной флотилии специализированных судов при сохранении простоты и эффективности регистрации данных сейморазведки 2D и 3D.

Все данные позиционирования будут записаны в формате UKOOA R2/94.

Система объединяет радио и спутниковые данные позиционирования, данные компасов косы и гирокомпаса синхронно во времени. Там, где требуется временное выравнивание, оно будет сведено до минимума. Система опережает местоположение следующих объектов в реальном времени:

- судна;
- активного буя;
- источника;
- точки буксирования косы и/или «головы» косы;
- сейсмических трасс.

ИНК выполняет следующие функции:

- получать и обрабатывать данные позиционирования со спутниковых и радио систем;
- записывать до 20 линий положения и использовать до 10 линий положения в единичных расчетах, использовать среднеквадратическое решение местоположения как для судна, так и для хвостового буя;

- вычислять и отображать смещение для каждой линии положения (LOP);
- учитывать в расчетах смещений (LOP) данные от различных систем входящих в ИНК;
- вычислять и отображать в реальном времени разницу позиций между первичной и вторичной навигационными системами;
- вычислять и отображать в реальном времени геометрию отработанных линий профилей и стандартное среднеквадратическое отклонение их от предрасчетного;
- вычислять и отображать продольные и поперечные смещение косы относительно хвостового буя;
- осуществлять навигацию между двумя точками либо по дуге большого круга либо в прямоугольной системе координат;
- использовать семь параметров при преобразовании систем координат;
- выполнять предварительные расчеты сейсмических профилей;
- отображать элементы движения судна вдоль каждого сейсмического профиля, включая скорость и дистанцию при заходах на профиль и завершении профиля;
- вычислять и отображать координаты элементов данных съемки либо в географической, либо в прямоугольной системе координат, соответствующего сфероида и проекции;
- выводить на навигационный дисплей необходимые и точные данные управления судном на профиле;

Все данные позиционирования будут записаны в формате UKOOA R2/94.

Система объединяет радио и спутниковые данные позиционирования, данные компасов косы и гирокомпаса синхронно во времени. Там, где требуется временное выравнивание, оно будет сведено до минимума (рис.26). Система опеределяет местоположение следующих объектов в реальном времени:

- судна;
- активного буя;
- источника;
- точки буксирования косы и/или «головы» косы;
- сейсмических трасс.

ИНК выполняет следующие функции:

- получать и обрабатывать данные позиционирования со спутниковых и радио систем;
- записывать до 20 линий положения и использовать до 10 линий положения в единичных расчетах, использовать среднеквадратическое решение местоположения как для судна, так и для хвостового буя;
- вычислять и отображать смещение для каждой линии положения (LOP);
- учитывать в расчетах смещений (LOP) данные от различных систем входящих в ИНК;
- вычислять и отображать в реальном времени разницу позиций между первичной и вторичной навигационными системами;
- вычислять и отображать в реальном времени геометрию отработанных линий профилей и стандартное среднеквадратическое отклонение их от предрасчетного;
- вычислять и отображать продольные и поперечные смещение косы относительно хвостового буя;

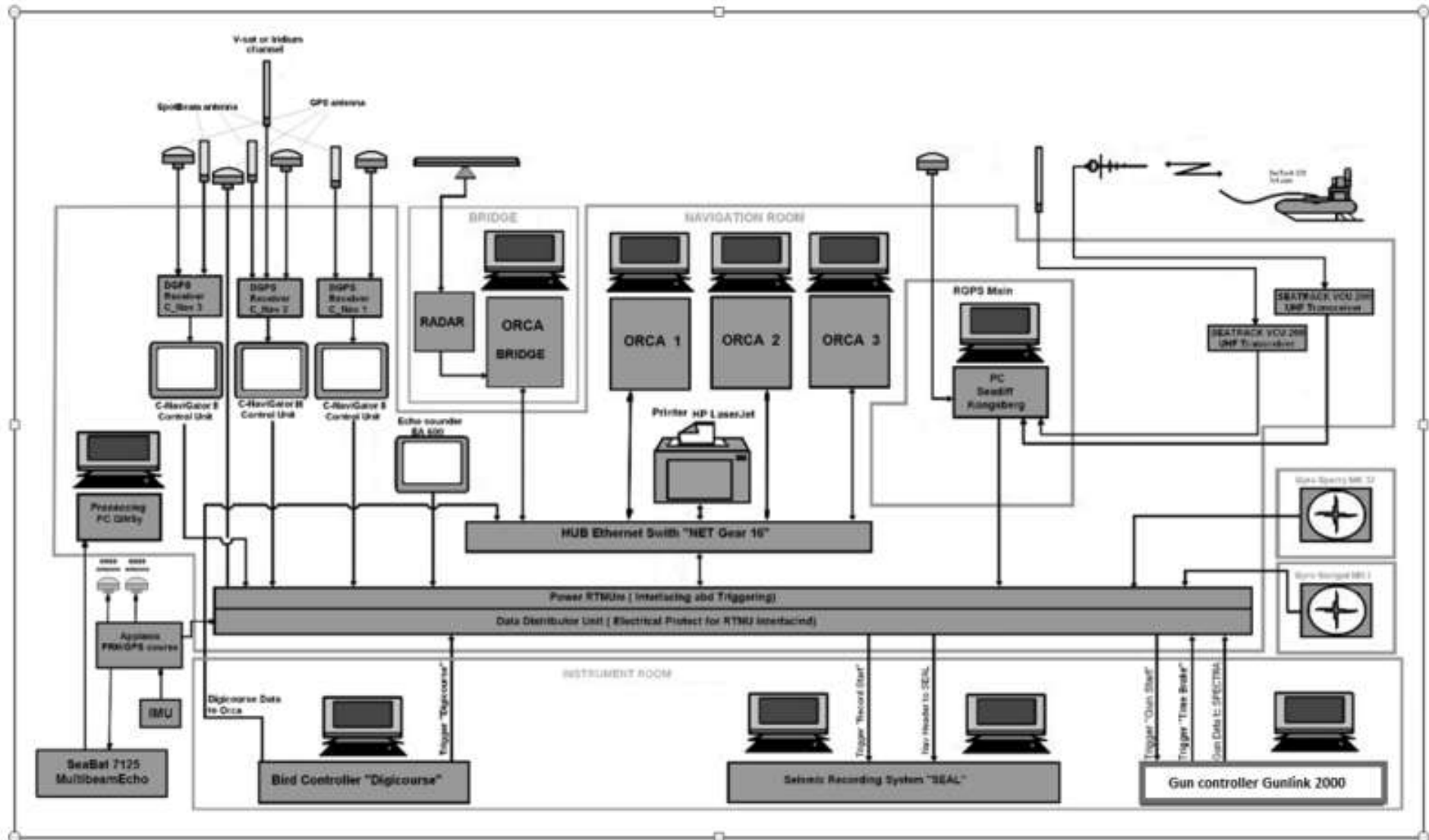


Рис.26. Блок-схема навигационной системы.

- осуществлять навигацию между двумя точками либо по дуге большого круга либо в прямоугольной системе координат;
- использовать семь параметров при преобразовании систем координат;
- выполнять предварительные расчеты сейсмических профилей;
- отображать элементы движения судна вдоль каждого сейсмического профиля, включая скорость и дистанцию при заходах на профиль и завершении профиля;
- вычислять и отображать координаты элементов данных съемки либо в географической, либо в прямоугольной системе координат, соответствующего сфероида и проекции;
- выводить на навигационный дисплей необходимые и точные данные управления судном на профиле;
- для статистического анализа, по окончании каждого профиля выводить диаграммы контроля качества в виде гистограмм и временных диаграмм для каждой системы, используемой для позиционирования и для каждого вычисления, сделанного ИНК;
- выдавать команду на взрыв в режиме времени или расстояния.

Система рассчитывает и выдает диаграммы систематических ошибок компасов и статистический анализ работы компасов в форме стандартных отклонений и стандартных отклонений с допустимыми ошибками для каждого компаса на каждом профиле.

Все координаты, задержки, факторы скорости распространения волны введены в программное обеспечение ИНК перед началом работы.

Перед началом Работ на объекте создается информационный файл (в pdf или xls форматах) с параметрами, содержащий следующее:

- расстановка забортного оборудования;
- идентификация и расположение компасов;
- расположение всех используемых антенн и другие используемые офсеты.

Как минимум, для каждого выстрела будут регистрироваться следующие параметры:

- время;
- номер выстрела;
- все сырые данные для всех систем и датчиков (спутник, акустика, хвостовой буй / головной буй и компасы);
- местоположение по первичной системе;
- местоположение по вторичной системе;
- количество спутников, их номера и возвышение;
- значения HDOP и PDOP системы позиционирования;
- стандартное среднеквадратическое отклонение для первичной системы;
- стандартное среднеквадратическое отклонение для вторичной системы;
- местоположение хвостового буя;
- стандартное среднеквадратическое отклонение для хвостового буя;
- данные гироскопа;
- глубина.

Там, где к сырым данным датчиков применяется какой-либо фильтр, будет применяться минимальная его величина для обеспечения максимальной точность привязки. В любом случае, все сырые нефильТРованные данные будут сохраняться и

записываться. Представитель Заказчика будет проинформирован о применении сглаживающих фильтров.

Точность позиционирования для каждого узла в съемочной сети (где узел определен как точка в съемке, от которой или к которой берутся наблюдения) определяется точностью и качеством данных по интервалу стрельбы, скорости судна, отклонения от линии профиля и достоверности данных местоположения судна.

Точность позиционирования различных узлов (т.е. максимальный верхний предел) будет не хуже:

- Судно $\pm 5,0$ метров;
- Источник $\pm 5,0$ метров;
- Ближняя трасса $\pm 9,0$ метров;
- Дальняя трасса $\pm 10,0$ метров (после обработки);
- Хвостовой буй $\pm 10,0$ метров.

Точность системы позиционирования судна – 2,45 сигма (95% вероятности) большой полуоси эллипса ошибок не будет превышать 3,5 метров для 95% записей на линии.

Средний интервал (расстояние) между выстрелами будет равным формальному интервалу между выстрелами + 1% и иметь стандартное отклонение менее, чем 5% от формального интервала в любых 200 последовательных интервалах выстрелов.

Методика навигационного обеспечения геофизических работ.

Плановая привязка точек геофизических исследований осуществляется одновременно по спутниковым навигационным системам GPS и GLONASS в системе координат WGS-84. Проекция: UTM, зона 55N. Время регистрации по универсальному скоординированному времени (UTC). Вождение судна в режиме Great Circle (ортодромия).

Вывод судна на линию профиля осуществляется таким образом, чтобы как минимум первые 2/3 длины косы располагались прямолинейно при первом “выстреле”. Для повторного отстрела, при котором первый ПВ не совпадает с первым ПВ номинального профиля, расстояние захода на профиль устанавливается таким образом, чтобы вся коса на момент первого “выстрела” располагалась прямолинейно. Для прогрева и настройки пневмоисточников “стрельба” начинается за достаточное время до начала работы на профиле.

В районах, где имеется активность морских млекопитающих, при заходе на профиль будет выполняться поэтапный запуск пневмоисточников для постепенного наращивания мощности (амплитуды звукового давления) акустического сигнала с минимальной до полной в течение по крайней мере 20 минут до начала профиля, чтобы дать достаточно времени морским млекопитающим покинуть район работ, так называемая процедура “мягкого старта” (“soft start”)

Для достижения полнократного перекрытия в конце каждого профиля (линии) “стрельба” будет продолжена по линии выхода (выбега) с профиля (Run Out), которая будет составлять не менее 1/2 от длины активной части морской сейсмической косы плюс 1/2 выноса источника сейсмических колебаний от первого (ближнего) канала.

Для профилей, полученных (“отстрелянных”) более чем за один проход, будет обеспечиваться полнократное перекрытие на длину не менее половины длины морской

сейсмической косы, плюс 1/2 выноса источника сейсмических колебаний от первого (ближнего) канала.

На профиле судно удерживается на курсе в ± 10 метровом коридоре. Допускаются и большие отклонения для обхода препятствий (мелей, ледовых полей, отдельных айсбергов и др.) по согласованию с представителем Заказчика на борту.

Величина линейного интервала между пикетами (Shot Point Interval) 37,5м (интервал между пикетами может быть изменен по указанию Заказчика).

Для координирования первого и последующих ПВ используется точка СМР. На английском языке Common Mid Point, в переводе на русский язык «середина расстояния между геометрическим центром источников и центром первой группы приемников». Для этого в ИНС Orca вводится значение расстояния от референсной точки судна VRP (vessel reference point – точка начала отчета судовой системы координат) до точки СМР, называемое Layback.

Все геодезические параметры съемки будут введены в навигационный комплекс и тщательно проверены Исполнителем в период мобилизации судна до начала съемки.

Позиционирование судна. DGNSS системы.

Позиционирование судна во время работ обеспечивается с помощью двух спутниковых приемников C-Nav фирмы C&C Technologies Inc. Один из приемников C-Nav 3050 является основным и работает в дифференциальном режиме приема данных со спутниковых систем GPS и GLONASS. Второй, C-Nav 3050, используется как вспомогательный и, так же, работает в дифференциальном режиме приема данных со спутниковых систем GPS и GLONASS. Оба приемника получают дифференциальные поправки через геостационарные спутник Инмарсат, входящие в космический сегмент NET1 и NET2 глобального сервиса дифпоправок. C-Nav 3050 является двухчастотным 66 канальным приемником DGNSS с возможностью приема дифференциальных поправок глобального покрытия для спутниковых систем позиционирования GPS/GLONASS через две сети (Net1 и Net2) геостационарных спутников Inmarsat. Контроль погрешности координат будет осуществлен путем выполнения калибровочных стояночных наблюдений у причала в порту во время мобилизации перед выходом судна в район работ. На основании этих наблюдений будут рассчитаны СКП определения места во время наблюдений.

Позиционирование сейсмокосы. Компасы косы.

Позиционирование сейсмокосы производится при помощи данных, полученных от станции управления заглубителями «DigiCourse». С помощью заглубителей DigiCourse 5011E и 5011E-2 расположенных через 300 м осуществляется контроль текущей глубины косы. Заглубители DigiCourse 5011E содержат в своем составе магнитные компасы. По данным, полученным с магнитных компасов, навигационная система рассчитывает текущее положение сейсмокосы относительно линии профиля. Данные о текущем местоположении приемного устройства обновляются каждый пикет, обеспечивая непрерывное позиционирование, как по глубине, так и в плане относительно линии профиля.

Запасные контролеры глубины должны быть размещены в начале и конце косы.

Диаграмма офсетов с указанными офсетами компасов, а также их серийными номерами будет предоставлена в период мобилизации, первого спуска и после любой замены компаса.

Позиционирование концевого буя. RGPS

Позиционирование концевого буя обеспечивается с помощью системы RGPS Seadiff Seatrack производства компании Kongsberg. Непосредственное позиционирование концевого буя выполняет устройство «Seatrack 220» состоящее из 12 канального GPS приемника и УКВ передатчика. Текущие координаты концевого буя передаются по радиоканалу на борт судна. На судне прием данных обеспечивает устройство «Seatex Seatrack VCU 200» со встроенным УКВ приемником. Принятые данные поступают на компьютер Seadiff WIN Processing unit, имеющий встроенный GPS приемник. Далее с помощью установленного на нем программного обеспечения Seadiff WIN производятся расчеты данных по дистанции и пеленгу и передача их в ИНК ORCA 2D.

Позиционирование источника. RGPS

Позиционирование источника обеспечивается с помощью системы RGPS Seadiff Seatrack производства компании Kongsberg. Непосредственное позиционирование каждой линии источника выполняет устройство «Seatrack 320» состоящее из 12 канального GPS приемника и УКВ передатчика. Текущие координаты каждой линии источника передаются по радиоканалу на борт судна. На судне прием данных обеспечивает устройство «Seatex Seatrack VCU 200» со встроенным УКВ приемником. Принятые данные поступают на компьютер Seadiff WIN Processing unit, имеющий встроенный GPS приемник. Далее с помощью, установленного на нем программного обеспечения Seadiff WIN производятся расчеты данных по дистанции и пеленгу и передача их в ИНК ORCA 2D.

Измерение глубин.

Во время геофизических работ производится непрерывное измерение глубин по всем профилям с помощью двухчастотного эхолота Simrad EA600 (200/38 кГц). Цифровая регистрация глубин производится с помощью навигационной системы «Orca» в файл формата P294 UKOOA.

Номинальное значение скорости звука в воде 1500 м/сек будет использовано для измерения глубины моря эхолотом. Предусматриваются измерения скорости звука в воде, по результатам которых будут рассчитаны поправки за гидрологию.

Обработанные данные измерения глубины исправляются поправкой за приливы. Расчет значений приливно-отливных движений при выполнении сейсморазведочных работ 2D осуществляется с помощью программного обеспечения C-Tides (основано основано на высокоточных измерениях высоты приемником DGNSS C-Nav 3050). Поправка за осадку судна в эхолот не вводится. Окончательные обработанные данные при создании файла P190 исправляются поправкой за осадку судна в районе эхолота. Также значения по приливам и отливам представляются отдельным документом и будут сдаваться вместе с финальными данными.

Контроль работы эхолота выполняется в соответствии с §7 ПСГ-4 часть 2, МО СССР ГУНиО МО и осуществляется перед выходом в море силами специалистов гидрографического отряда [37].

Любые возможности для проверки точности измерения глубины эхолотом могут быть использованы как во время стоянки судна в порту, так и при пересечении точек с известной глубиной в море и при пересечении галсов.

Измерение скорости звука в воде.

Измерения скорости звука в воде выполняются перед началом работ, по окончании работ, а так же после каждого подъема или перед спуском всего сейсмического оборудования (ПИ, косы и буя).

Измерения скорости звука в воде планируется проводить с судна сопровождения. Данные измерений будут вводиться в ПО ORCA и учитываются при он-лайн съемке.

В начале и конце работ производятся измерения скорости звука в воде на стандартных горизонтах прибором Midas SVP фирмы Valeport Ltd.

Midas SVP – комбинированный прибор, состоящий из профилографа скорости звука в воде и дополнительных датчиков: температуры, электропроводимости и давления.

Перед каждым измерением осуществляется настройка прибора Midax SVP с помощью программного обеспечения DataLog Express фирмы Valeport Ltd, а именно:

- 1) синхронизация времени системных часов прибора со временем UTC;
- 2) устанавливается период и частота сбора данных;
- 3) выполняется тарировка датчика давления – прибор автоматически измерит текущее значение атмосферного давления, которое в дальнейшем вычитается из показаний датчика давления.

Результаты измерений регистрируются непосредственно во внутреннюю память Midas SVP и затем скачиваются на ПК с помощью программы DataLog Express для последующей обработки и построения графиков изменения скорости звука в воде. Все сырые данные сохраняются на ПК в папках с названиями согласно дате выполнения измерений.

По завершении полевых сейсморазведочных работ в III квартале Заказчику будут переданы отчетные материалы, указанные в разделе 3.2.6.4.

3.2.5. Опытно-методические работы.

Затраты времени на проведение опытно-методических работ на объекте составят 2,5 судо-суток (**0,08** судо-месяцев) или **8,58** отр.-смен. **Количество физ. наблюдений** при выполнении ОМР составит **500**.

На основании опыта использования аппаратурно-программного комплекса сейсморазведки МОВ ОГТ 2D перед началом работ планируется провести опытно-методические работы (ОМР) по следующей программе:

- настройка сейсмокосы, балансировка, определение глубины буксировки приемного устройства;
- выбор глубины погружения пневмоисточников и объема линий ПИ;
- отладка программ регистрации положения концевой буя сейсмокосы, несущего приемник системы GPS и модем.

3.2.6. Предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации.

На борту судна запланированы контроль качества и предварительная обработка полученных данных в объеме 8900 п. км для каждого метода работ:

- Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D;
- Надводная гравиметрия;

Дифференциальная гидромагнитометрия;
Данные навигационно-гидрографических работ.

3.2.6.1. Контроль качества и предварительная обработка сейсмических данных на борту.

Затраты времени на проведение контроля качества и предварительной обработки сейсмических данных на борту на объекте составят **101,33** судо-суток (**3,33** судо-месяцев) или **347,56** отр.-смен.

Контроль качества получаемой информации

Контроль качества сейсмических наблюдений осуществляется в два этапа: в режиме реального времени (online QC) и после окончания регистрации сейсмического профиля (секвенции) (offline QC).

Контроль качества сейсмических данных в реальном времени

Контроль качества регистрируемых сейсмических наблюдений в режиме реального времени осуществляется операторами сейсмостанции на судне.

Основным инструментом непосредственного контроля сейсмических записей является программный пакет eSQC Pro на базе ОС Linux RedHat (Рис.27). С помощью данного пакета осуществляется:

- амплитудный анализ шумовых записей до начала и после окончания профиля;
- амплитудный и визуальный анализ каждой зарегистрированной сейсмограммы (Рис.28), служебных каналов и групп пневмоисточников;
- визуальный анализ накапливаемого разреза ближних удалений (Рис.29);
- амплитудный анализ каждого канала каждой отдельной записи на обобщенной диаграмме в плоскости «ПВ-канал» (Рис. 30).

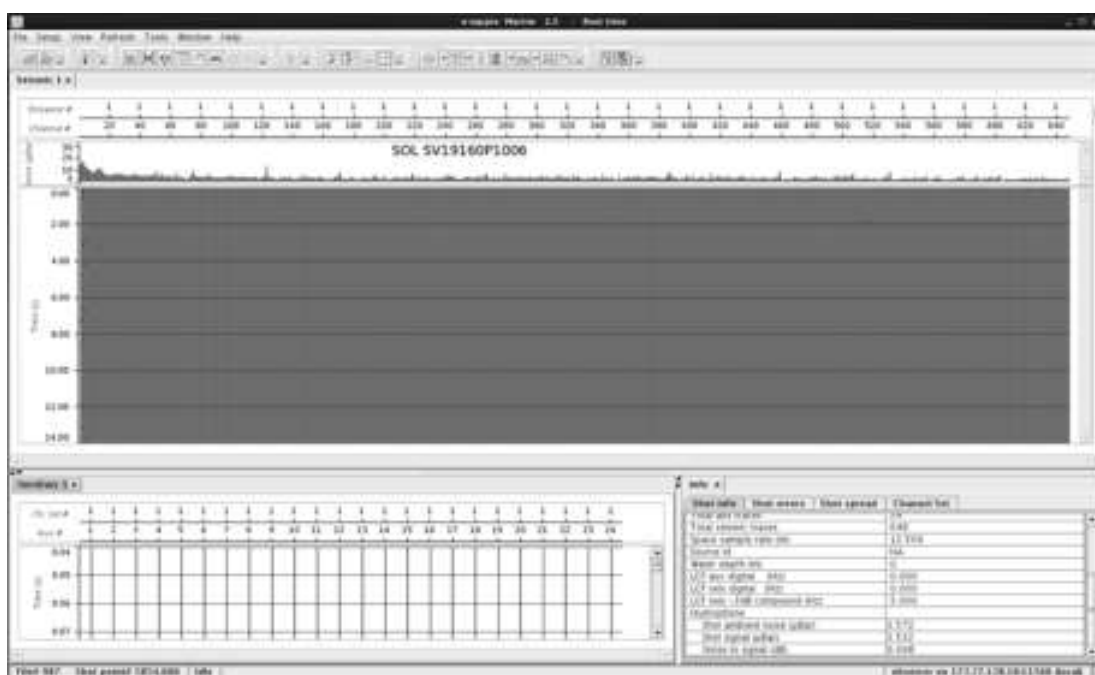


Рис.27. Пример визуализации в e-SQC Pro шумовой записи до начала профиля с отображением среднеквадратичных значений амплитуд каждой трассы

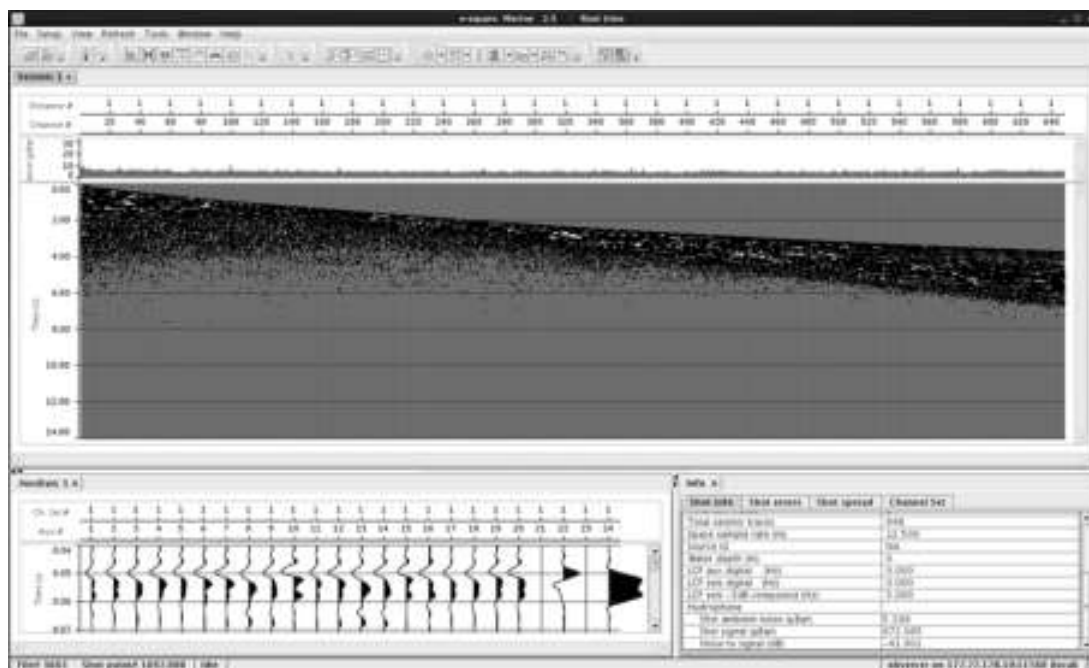


Рис.28. Пример визуализации сейсмограммы в e-SQC Pro.

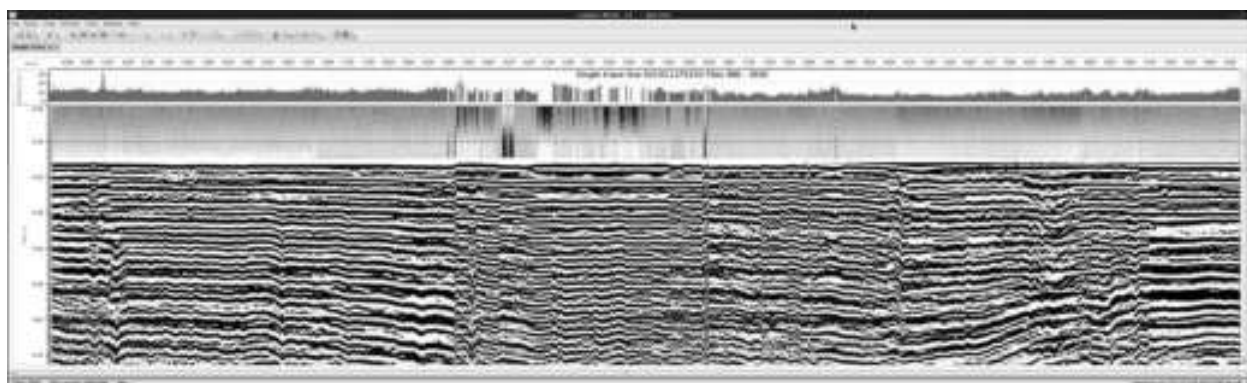


Рис.29. Пример одноканального разреза ближних удалений вдоль профиля в e-SQC Pro

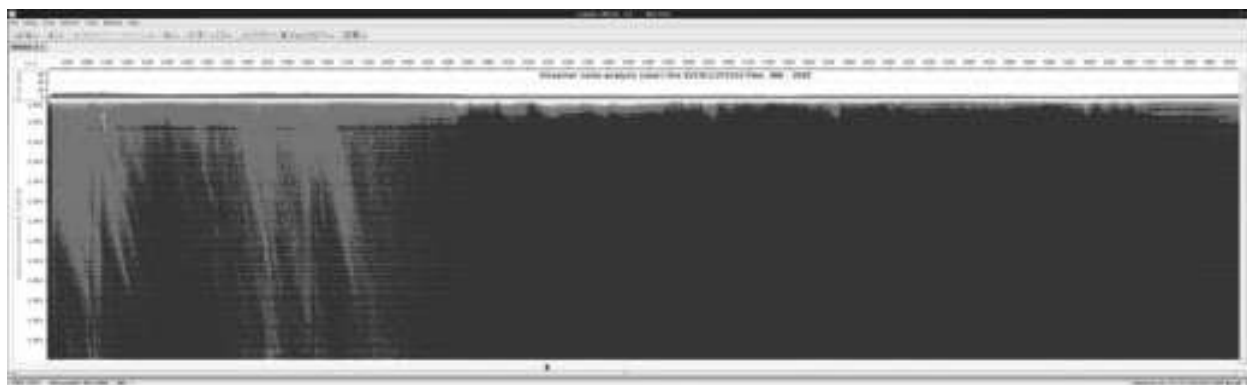


Рис.30. Пример графика среднеквадратичных значений амплитуд в плоскости «ПВ-канал», рассчитанных в окне «Background Noise» и осредненных за канал в e-SQC Pro

Для контроля работы пневмоисточников используется система BigShot на базе MS-DOS 6.22. Осуществляется контроль времени срабатывания и формы сигнала от каждого пневмоисточника (Рис. 31).

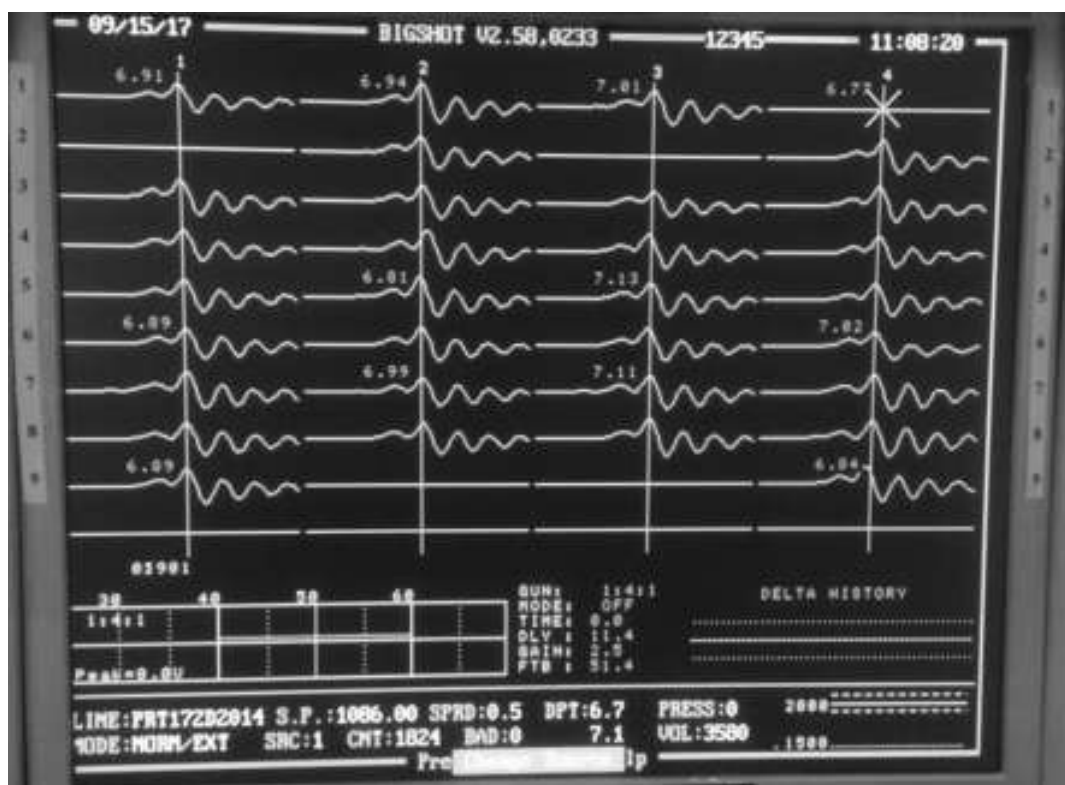


Рис.31. Пример окна программы BigShot по контролю качества работы системы пневмоисточников

Для контроля пространственного положения сейсмической косы используется программный пакет System 3 на базе Windows 7. В данном продукте производится контроль заглубления и пространственного положения косы, определяемые по данным, полученным с контроллеров заглубления косы («птиц»). Также контролируется угол наклона «крыльев» «птиц».

При подозрении на автоподрыв, утечку воздуха или пропуск подрыва одной из пушек, геофизиками группы набортной обработки производится загрузка SEG-D файлов в программном обеспечении ProMAX для проверки.

Контроль качества сейсмических данных по завершению профиля

Планируется, что контроль качества данных, будет выполняться круглосуточно двумя ведущими геофизиками-обработчиками при тесном взаимодействии с супервайзерами со стороны Заказчика.

После окончания каждой секвенции геофизиком отряда набортной обработки в программном комплексе ProMAX оперативно производится ряд процедур и расчетов с целью контроля качества параметров возбуждения и регистрации сейсмического сигнала. По результатам анализа всех параметров производится оценка качества регистрируемого материала и принимается решение о пригодности материала для дальнейшей обработки.

По всем отработанным в ходе проекта секвенциям составляются отчеты о проведенном контроле качества.

При контроле качества в первую очередь выполняются следующие обязательные процедуры:

- Загрузка данных SEG-D с накопителей NAS и их перевод во внутренний формат ProMAX;
- Применение полосового фильтра (Рис.32);
- Проверка служебных каналов на предмет пропущенных подрывов, автоподрывов, задержек подрыва, утечек и других нарушений работы пневмоисточников (Рис.33,34).

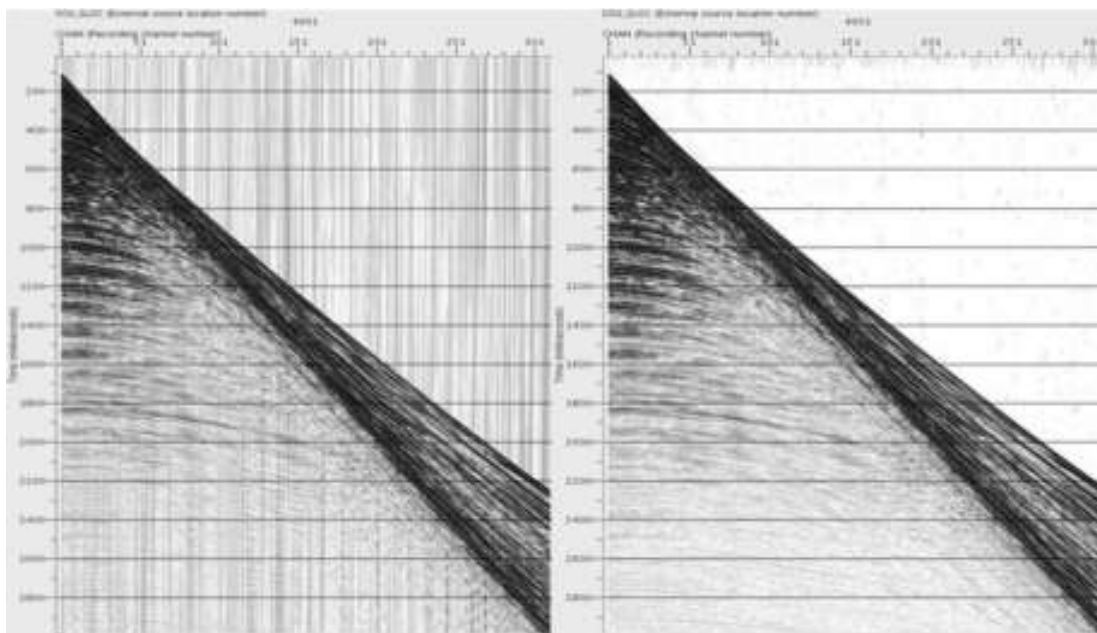


Рис.32. Пример применения частотного фильтра с нижней частотой пропускания 6 Гц и крутизной среза 18 Дб на октаву

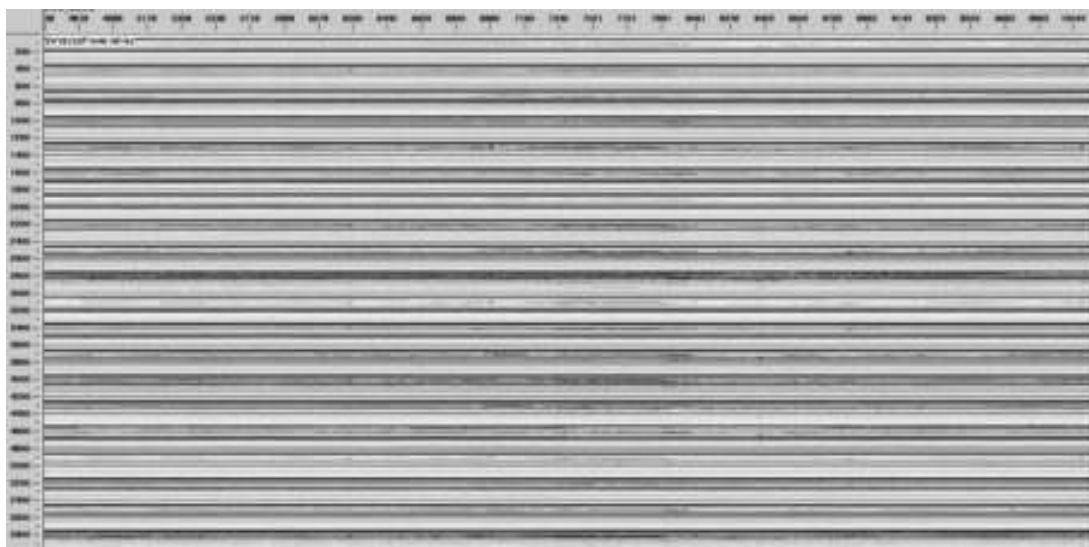


Рис.33. Пример контроля сигнала пневмоисточников вдоль профиля

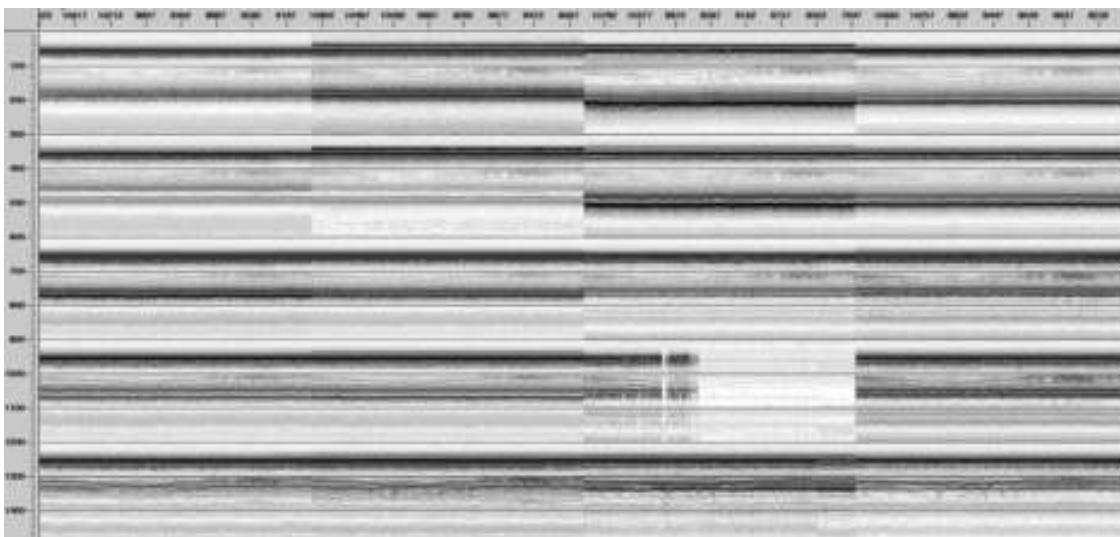


Рис.34. Пример утечки, произошедшей при обработке профиля

Для дополнительного контроля строятся графики:

- График показаний давления в системе пневмоисточников для каждого ПВ (Manifold Pressure Plot) (Рис.35);
- График средней глубины приемников вдоль профиля (Рис.36);
- График глубины источников вдоль профиля по датчикам глубины (Рис.37);
- График средней глубины источников вдоль профиля (Рис.38).

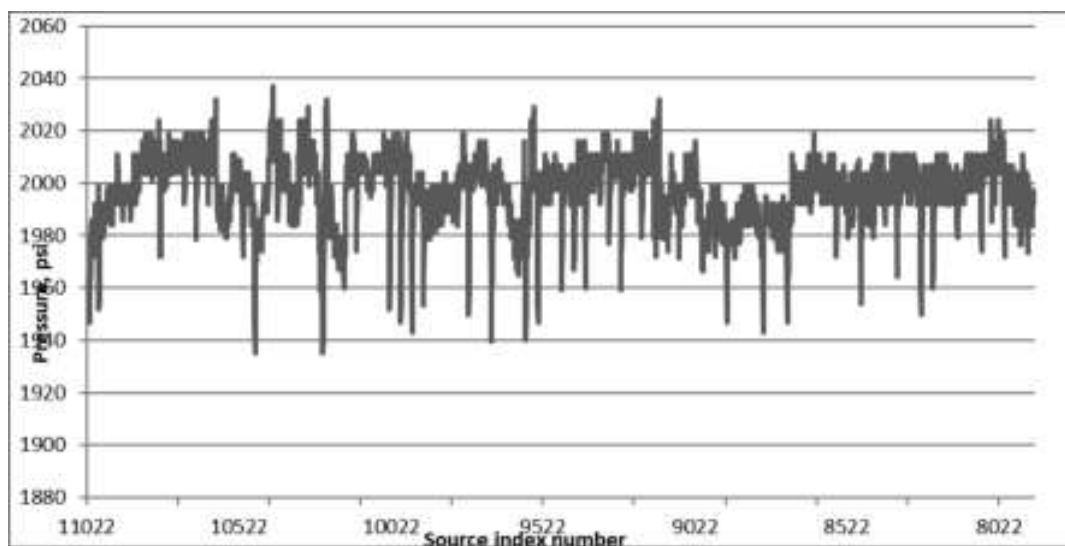


Рис.35. Пример графика показаний давления для 4 линий пневмоизлучателей по каждому ПВ (Manifold Pressure Plot).

Периодическое уменьшение давления в линиях (минимумы значений) на Рис.35 соответствует продувке воздуха в системе.

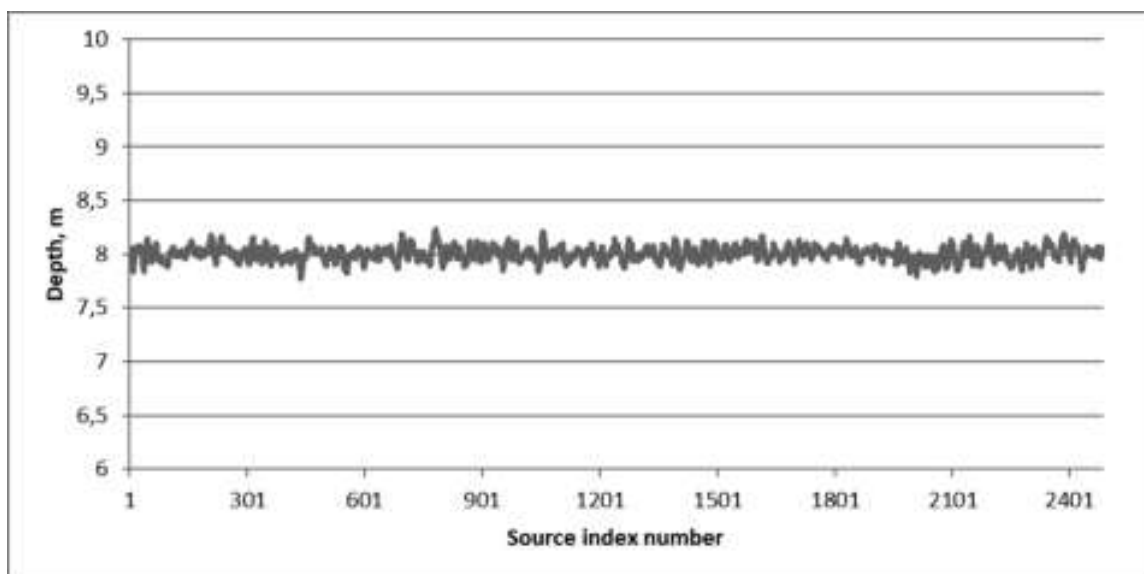


Рис.36. График средней глубины приемников вдоль профиля

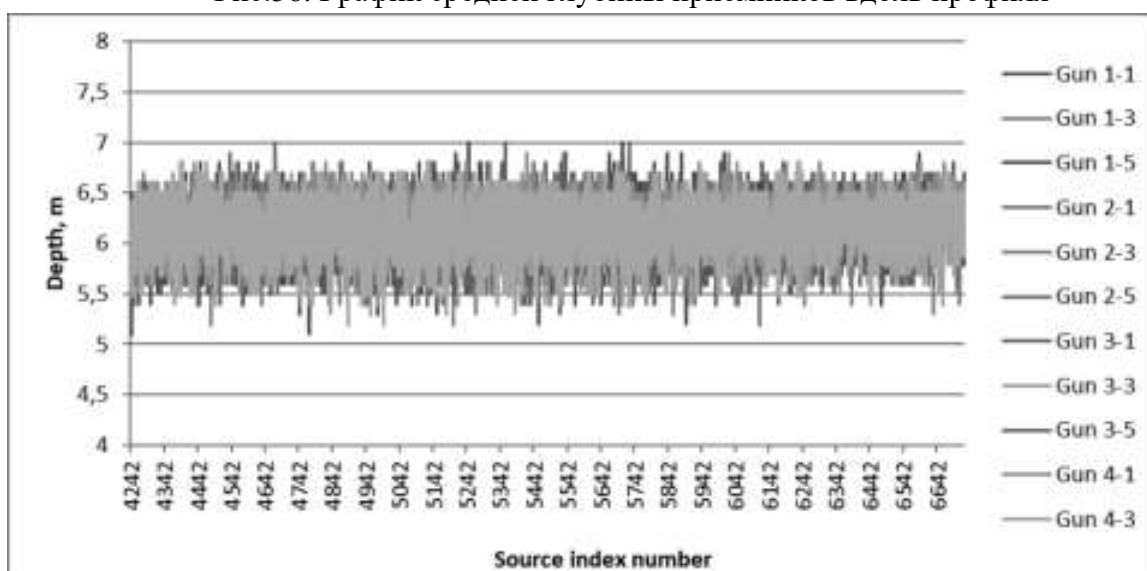


Рис.37. График глубины источников по данным датчиков вдоль профиля.

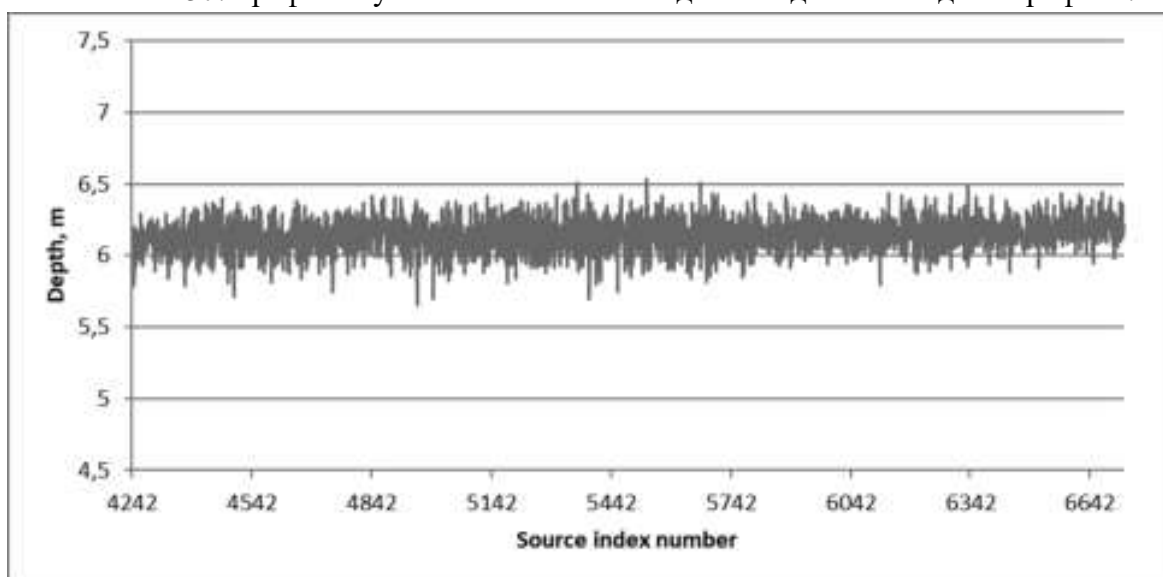


Рис.38. График средней глубины источников по данным датчиков вдоль профиля.

Для оценки уровня сигнала в различных окнах (Рис.39) строятся графики:

- График RMS значений амплитуд, осредненных по шумовым записям для каждого канала, до начала и после завершения отработки профиля (Noise record analysis Plot) (Рис.40). Перед расчетом амплитуд к данным применяется полосовой фильтр с согласованными с Заказчиком параметрами. Предельно допустимое значение внешнего шума, при котором не допускалось проведение работ, составляло 8 мкБар.
- Карта RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Background noise window» для каждого ПВ и каждого канала в цвете (Рис.41). Перед расчетом амплитуд к данным применяется полосовой фильтр с согласованными с Заказчиком параметрами;
- Карта RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Signal 1 window» для каждого ПВ и каждого канала в цвете (Рис.42). Перед расчетом амплитуд к данным применяется полосовой фильтр с согласованными с Заказчиком параметрами;
- Карта RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Ambient 1 noise window» для каждого ПВ и каждого канала в цвете (Рис.43). Перед расчетом амплитуд к данным применяется полосовой фильтр с согласованными с Заказчиком параметрами;
- График отношения RMS амплитуд в окнах Signal 2 и Ambient 2 noise, осредненных по ПВ вдоль профиля (совместно с графиками амплитуд, оцененных в этих окнах). (Рис.44);
- График RMS амплитуд в окнах Ambient 2 noise и Background noise, осредненных по ПВ вдоль профиля (Рис.45);
- График разности амплитуд сигнала между двумя смежными ПВ (Рис.46);
- График RMS амплитуд в окнах Ambient 1 noise и Background noise, осредненных по каналам (Рис. 47).

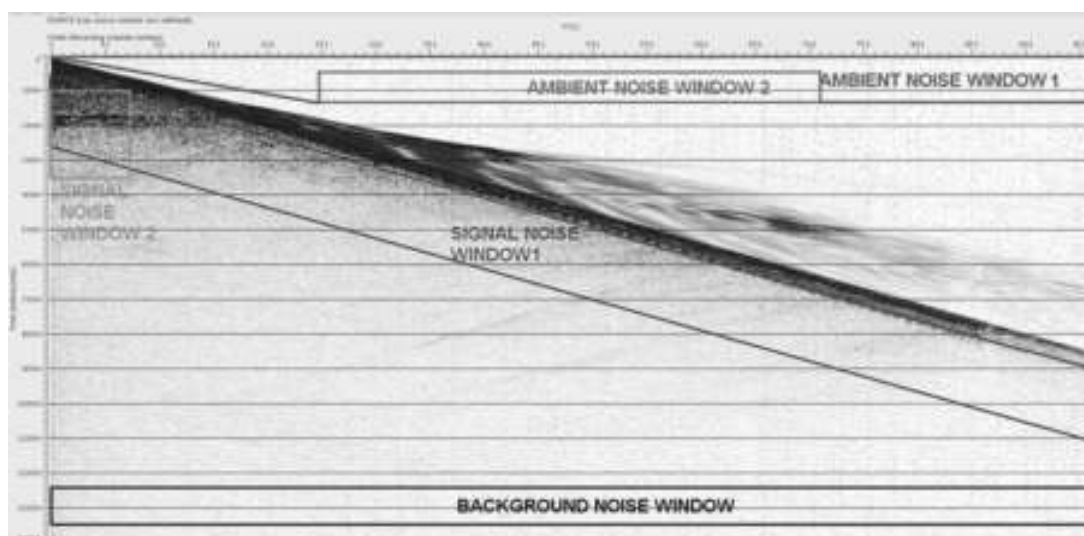


Рис.39. Пример схемы расположения окон для оценки уровня сигнала на сейсмограмме ОПВ.

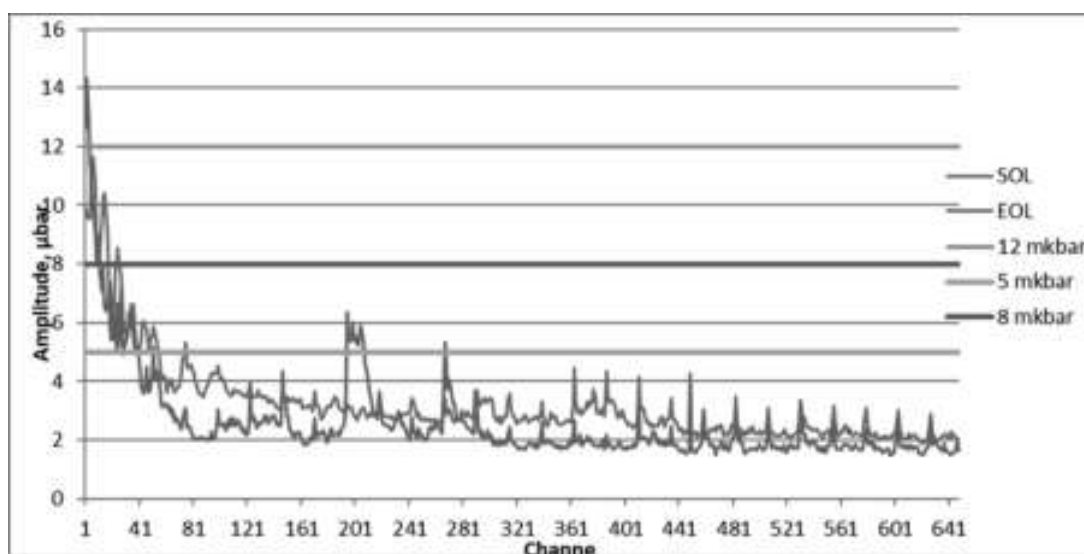


Рис.40. Пример графика среднеквадратичных значений амплитуд, осредненных за канал, для шумовых записей перед началом и после окончания профиля.

Повышенное значение шума на Рис.40 на начало профиля связано с поворотом косы.

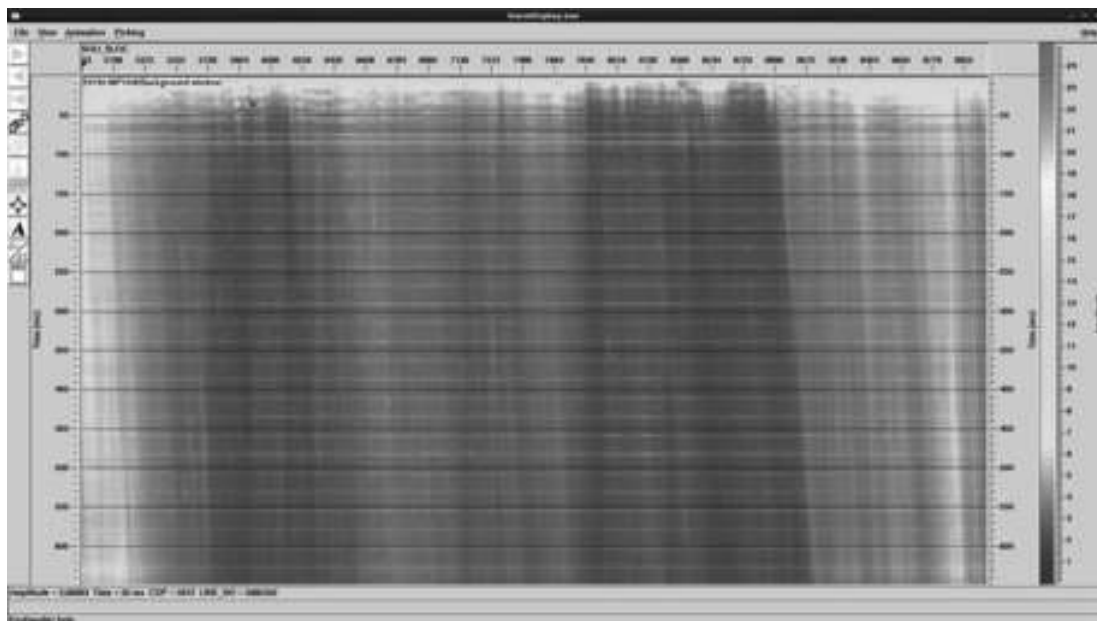


Рис.41. Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Background noise window» для каждого ПВ и каждого канала

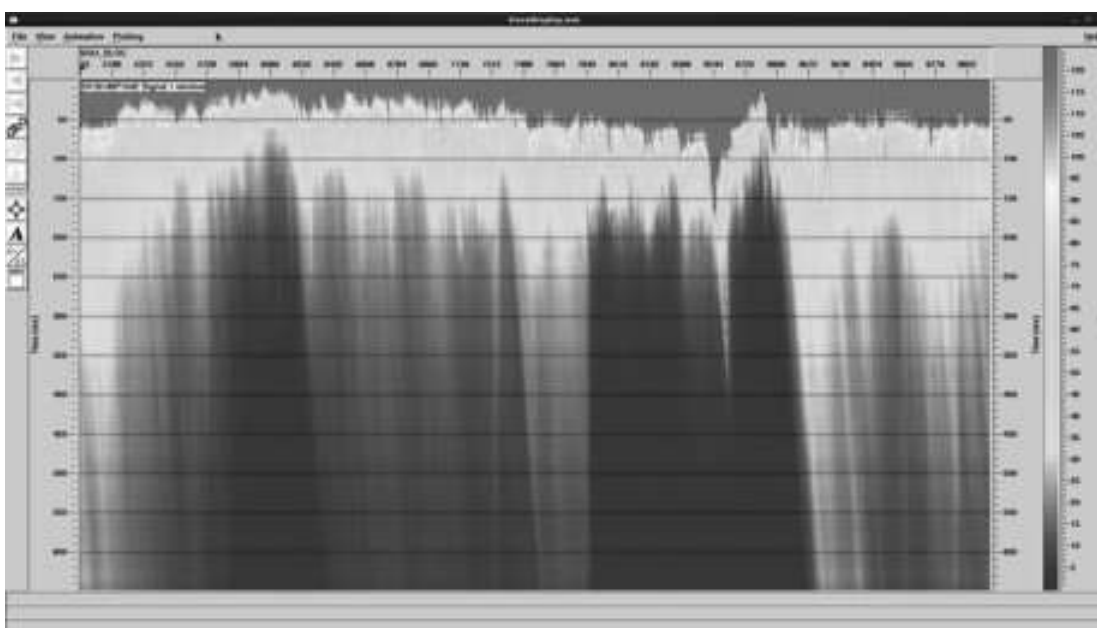


Рис.42. Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Signal 1 window» для каждого ПВ и каждого канала

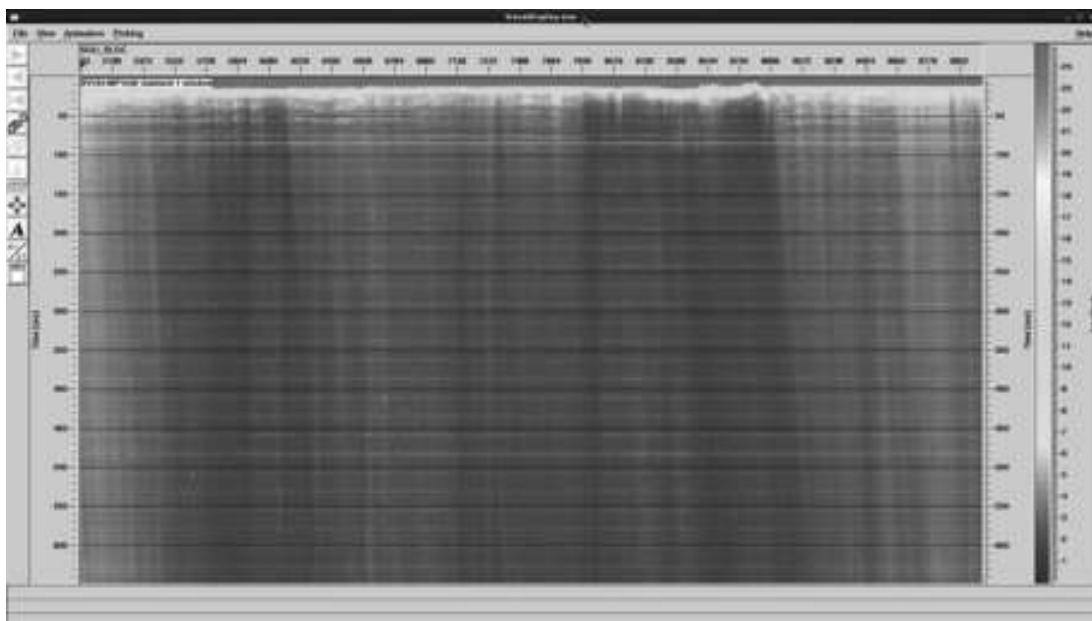


Рис.43. Пример карты RMS значений амплитуд, рассчитанных в окне «Ambient 1 noise window» для каждого ПВ и каждого канала.

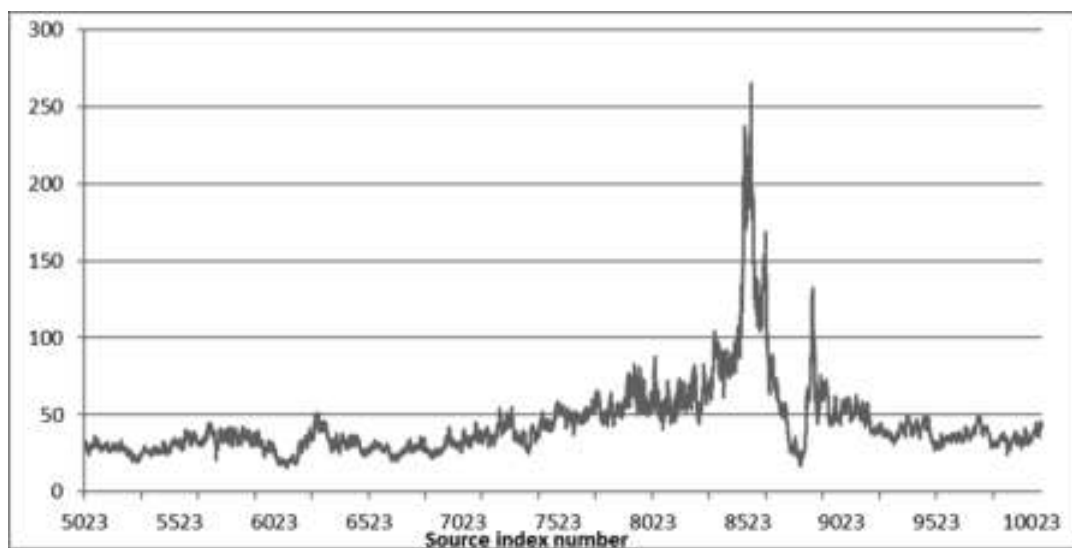


Рис.44. Пример графика отношения RMS амплитуд в окнах Signal 2 и Ambient noise 2, осредненных по ПВ вдоль профиля. НЧ-фильтр 6 Гц (18 Дб/окт).



Рис.45. Пример графика RMS амплитуд в окнах Ambient 2 noise и Background noise, осредненных по ПВ вдоль профиля (Butterworth 6-18-200-302 Hz)

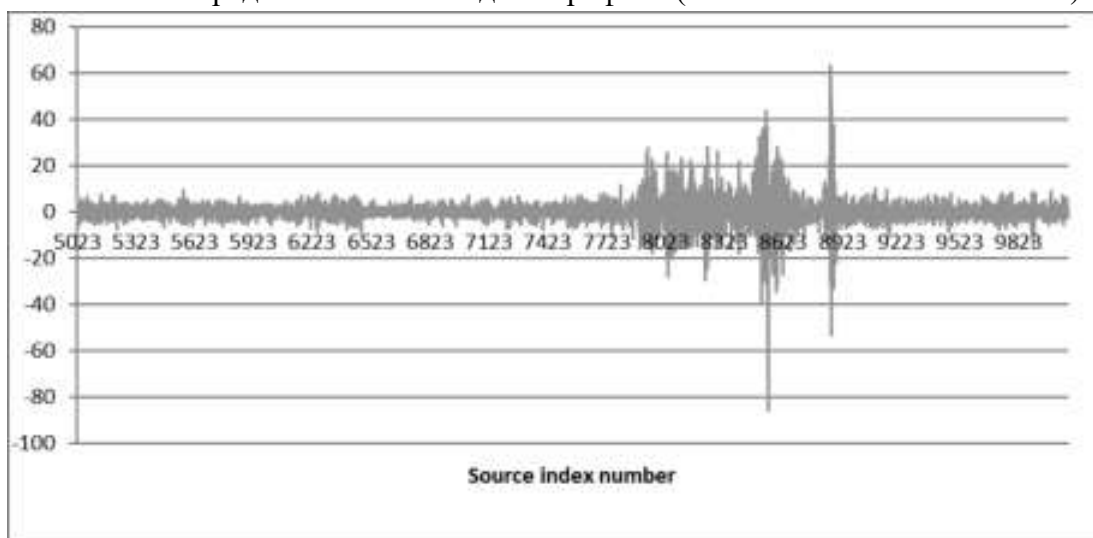


Рис.46. Пример графика разности амплитуд сигнала между двумя смежными ПВ

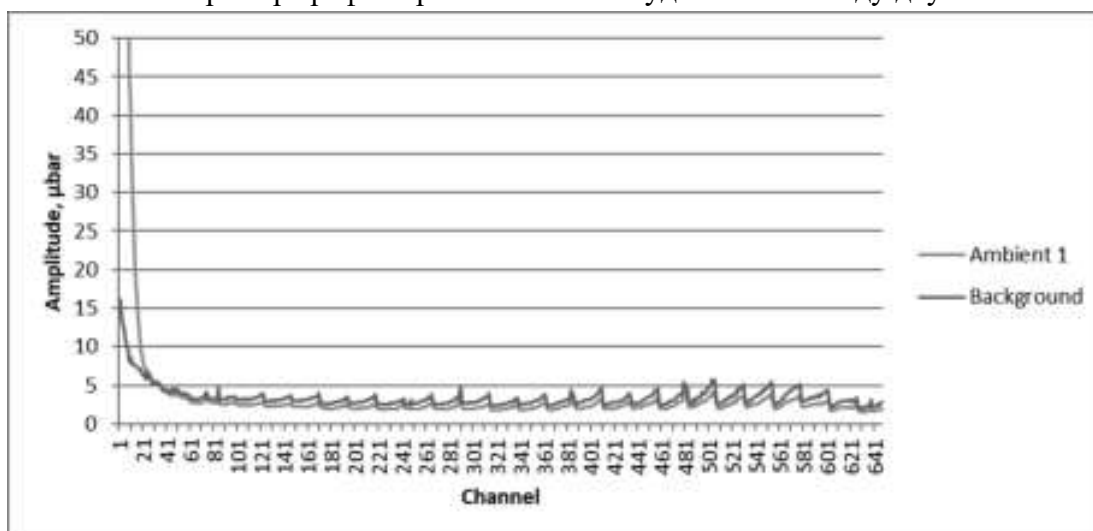


Рис.47. Пример графика RMS амплитуд в окнах Ambient 1 noise и Background noise, осредненных по каналам (Butterworth 6-18-200-302 Hz).

Для контроля качества присвоения геометрии и пространственного положения косы анализируются:

- Пересечения между профилями (рис.48);
- Значения отклонений концевой буя от линии профиля;
- Значения глубины контроллеров заглубления сейсмической косы. Любое изменение заглубления косы производится только с разрешения Заказчика.

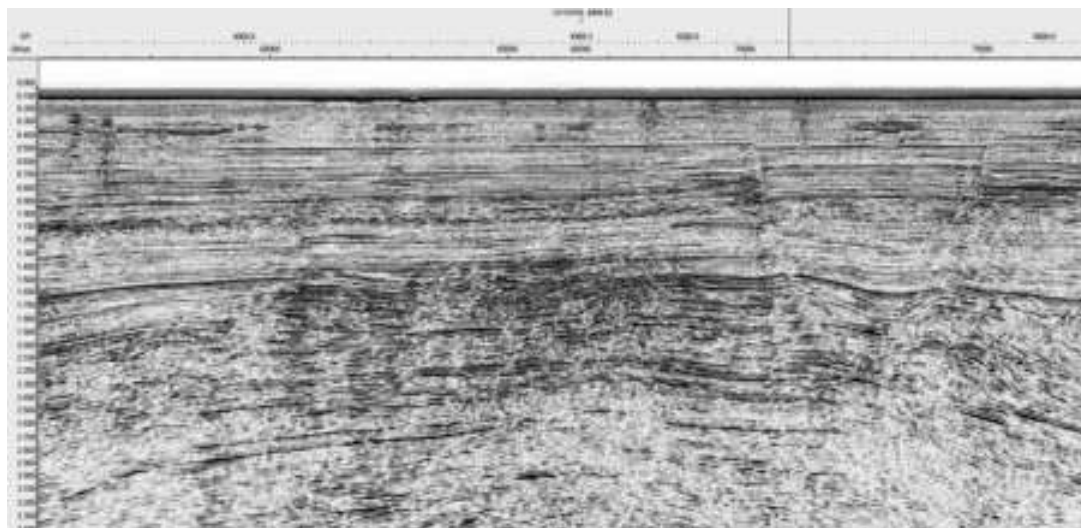


Рис.48. Пример суммированного разреза на пересечении профилей

Анализируются разрезы контроля качества:

- Предварительные суммарные разрезы ОГТ для каждого профиля (Brute stack) (Рис.49)
- Разрез ближних удалений (1-й канал), после присвоения реальной геометрии расстановки, и вводом линейной кинематики с использованием скорости звука в воде (Near trace gathers with linear moveout correction Plot) (Рис.50). К данным применялся полосовой фильтр (Butterworth 6-18-200-302 Hz). Никаких аномальных отклонений на обработанной площади не наблюдалось.

Основные процедуры для построения первичных суммарных временных разрезов ОГТ:

- чтение Seg-D файлов во внутренний формат ProMAX;
- назначение геометрии без присвоения реальных координат;
- ввод статической поправки за аппаратную задержку (-50мс);
- изменение шага дискретизации до 4 мс с использованием анти-алиасингового фильтра;
- применение частотного фильтра с нижней частотой пропускания 6 Гц и крутизной среза 18 Дб на октаву;
- ввод поправки за сферическое расхождение (T2);
- ввод кинематических поправок (предварительный скоростной анализ с шагом 320 ОГТ) (Рис.51);
- обнуление (мьютинг) записи в верхней области (Рис.52) (варьируется в зависимости от глубины моря);
- суммирование по ОГТ.

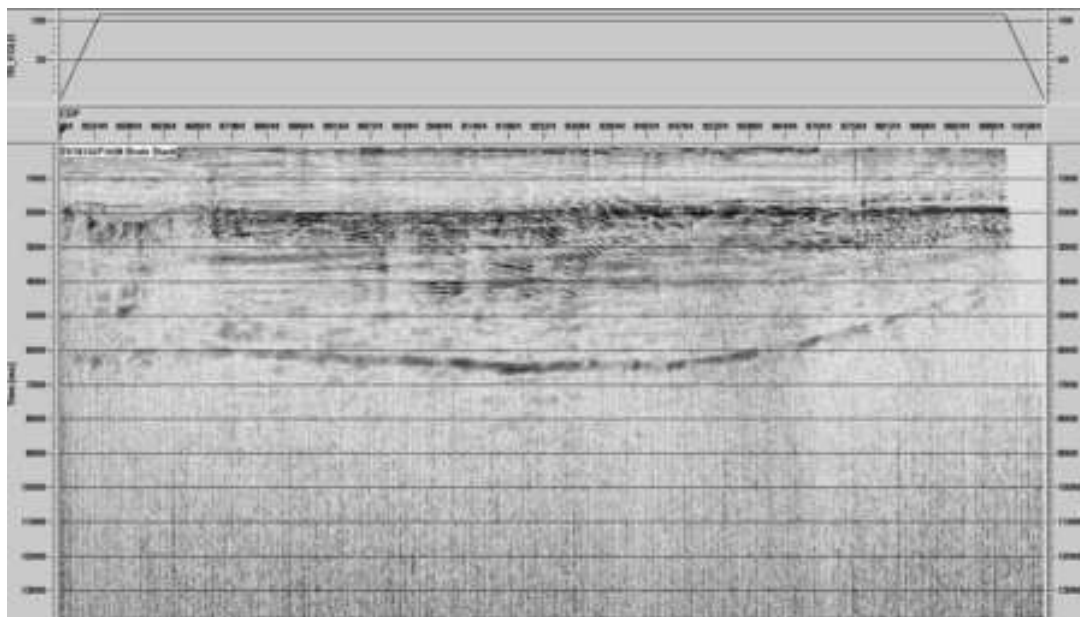


Рис.49. Пример полнократного временного разреза ОСТ (Brute stack) вдоль профиля с линейными помехами и с отображением кратности ОСТ

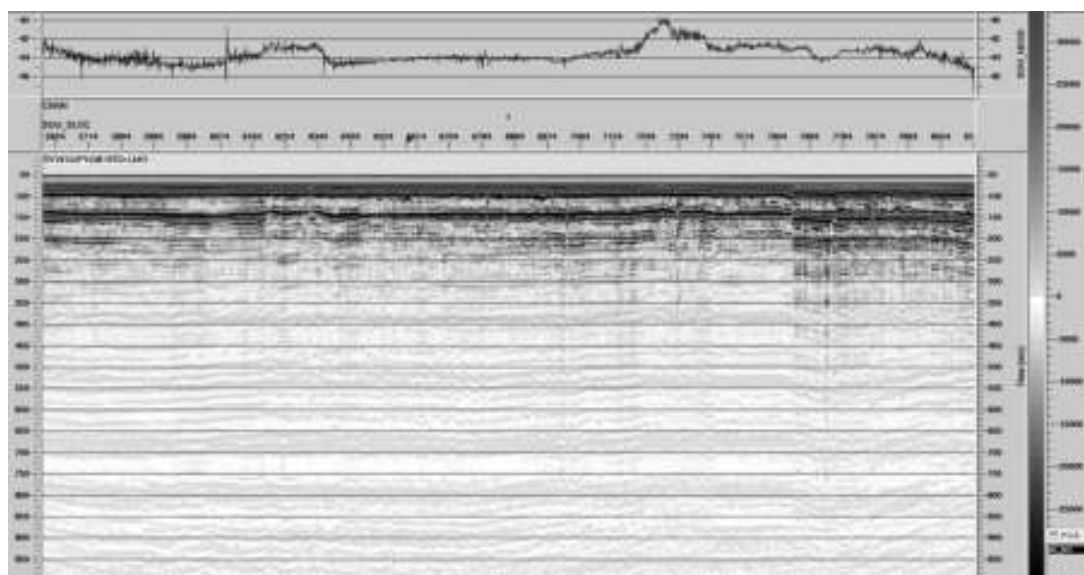


Рис.50. Пример одноканального разреза ближних удалений (1-й канал) вдоль профиля с введенной кинематической поправкой за скорость звука в водном слое (проверка корректности присвоенной геометрии)

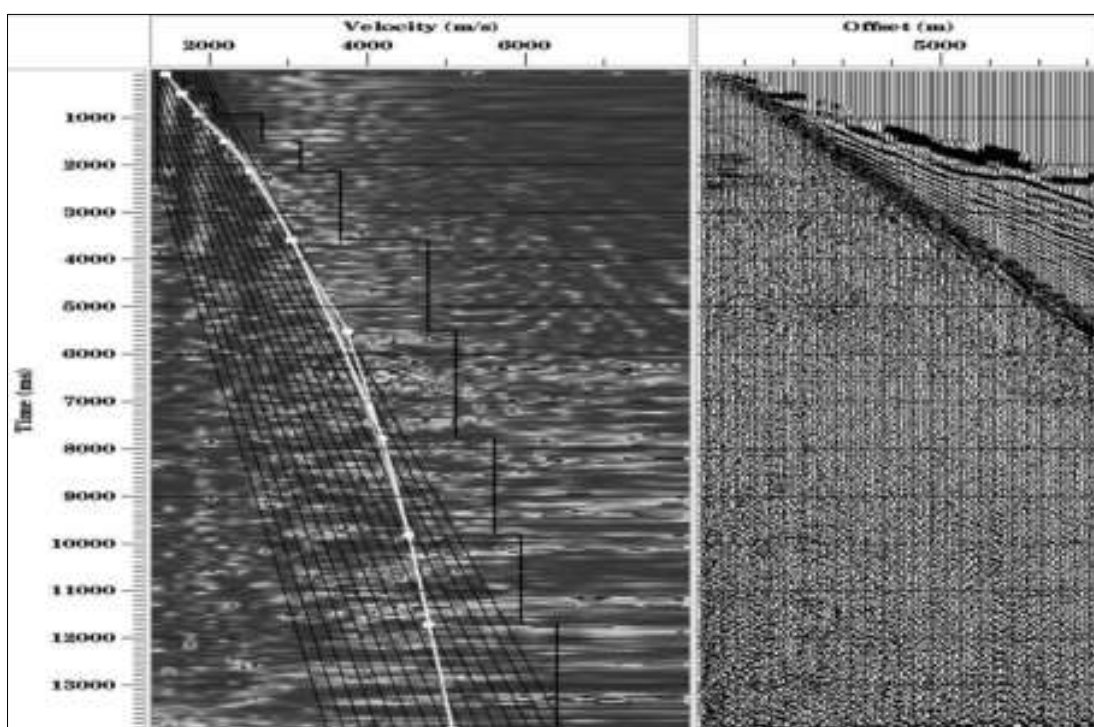


Рис.51. Пример скоростного анализа по вертикальным скоростным спектрам в ProMAX

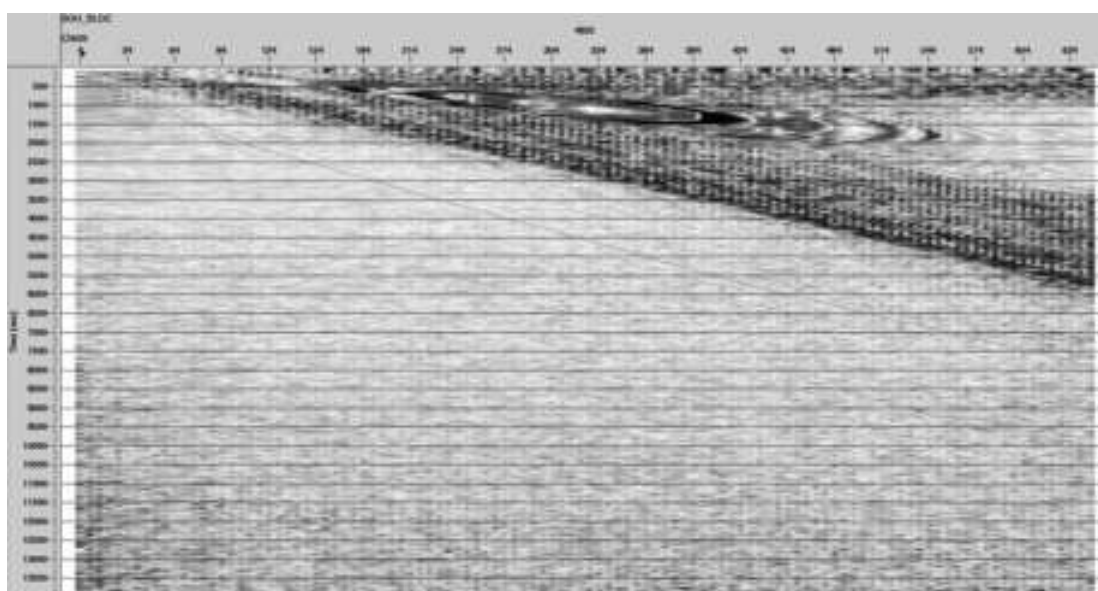


Рис.52. Пример мьютинга по сейсмограммам ОГТ после ввода кинематических поправок

Предварительная обработка сейсмических данных на борту

Выполнение полевой экспресс-обработки сейсмических данных будет проводиться на борту судна НИС «Николай Трубытчинский» с целью оперативного контроля качества получаемых данных и подготовки полевых материалов для последующей обработки на береговом вычислительном центре.

Для предварительной обработки сейсмических данных будет использоваться пакет программ Promax 5000.8.3.0 на рабочих станциях с достаточной вычислительной мощностью.

Последовательность процедур предварительной обработки сейсмических данных:

- Чтение лент SEG-D и конвертация во внутренний формат;
- Присвоение навигации;
- Запись полевых сейсмограмм с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
- Отбраковка трасс и ПВ, не удовлетворяющих условиям спецификации;
- Ввод аппаратной задержки и поправок за приливы и отливы с контролем качества по разрезу ближних удалений;
- Ввод поправки за глубину источника и сейсмокосы;
- Устранение эффекта вторичных пульсаций источника;
- Приведение данных к нуль-фазовому виду с использованием теоретической (смоделированной) сигнатуры источника::;
- Фильтрация верхних частот;
- Изменение шага дискретизации на 4 мс с использованием нуль-фазового анти-алийсингового фильтра;
- Ввод поправки за сферическое расхождение;
- Подавление аномальных амплитуд и случайного шума в заданном диапазоне частот
- Предсказывающая деконволюция в ТХ области;
- Скоростной анализ с шагом 2 км с увязкой на пересечениях профилей;
- Мьютинг и суммирование по ОГТ;
- Временная миграции Кирхгофа по разрезу;
- Переменная по времени фильтрация (при необходимости);
- Вывод окончательных временных разрезов в формате SEG-Y;

По завершении полевых сейсморазведочных работ **Заказчику будут переданы следующие данные:**

1. Отчет о результатах полевой экспресс-обработки с целью контроля качества сейсмических данных, включая временные разрезы (формат SEG-Y), разрезы ближних удалений (формат SEG-Y), файлы атрибутов и количественные оценки качества сейсмических записей.
2. Полевые сейсмические данные в формате SEG-D
3. Ежедневные и ежемесячные тесты SEG-D и SEG-Y
4. Вспомогательные материалы:
 - полный набор рапортов операторов;
 - ежедневные тесты сеймостанции;
 - ежемесячные тесты сеймостанции;

- сигнатура источника в дальней зоне;
 - тест соответствия пневмоисточников (bubble test);
 - детальное описание заголовка сейсмических данных;
5. Полевые сейсмограммы с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
 6. Записи сигналов с гидрофонов зоны ближнего поля;
 7. Ежедневные рапорты Начальника партии;
 8. Полевой отчет Начальника партии;
 9. Акт окончательной приемки полевых материалов от исполнителя.

3.2.6.2. Контроль качества и предварительная обработка данных гравиметрии на борту судна.

Затраты времени на проведение контроля качества и предварительной обработки данных гравиметрии на борту судна на объекте составят **105,33** судо-суток (**3,46** судо-месяцев) или **361,28** отр.-смен.

Контроль качества измерений выполняется оператором в режиме реального времени по показаниям индикаторов, расположенных на пульте управления гироплатформы, по показаниям индикаторов электропитания, по значениям температурного режима; по значениям параметров технических характеристик гравиметров, а также путем проверки качества сигнала, наличия сбоев и отказов.

Программное обеспечение (ПО) регистрации гравиметрических данных, рис.53 позволяет в режиме “online” контролировать качество получаемого материала по графикам:

- показания гравиметра dG в миллигалах;
- углов килевой и бортовой качки (КК и БК) в градусах;
- сигналов акселерометров внутреннего и наружного кольца W_x и W_y в m/s^2 ;
- сигналов датчиков угла прецессии гироскопов внутреннего и наружного кольца U_x и U_y в угловых секундах;
- показаний кварцевых систем ДГ m_1 , m_2 ;
- температуры воздуха, поступающего из гироплатформы в прибор ТС, ТГП в градусах Цельсия;
- тока потребления системы термостабилизации ИТС в амперах;
- значений широты φ и долготы λ .

По завершении прохождения процедур контроля качества гравиметрических данных программа выполняет следующие действия:

- контроль формата файлов исходных данных;
- логический контроль исходных данных;
- вычисление и фильтрацию показаний гравиметра;
- вычисление, фильтрацию и ввод поправки за скорость смещения нуля гравиметра, поправки за эффект Этвеша, поправки за совместное действие горизонтальных ускорений и остаточных наклонов гироплатформы гравиметра (эффект Гаррисона), поправки за остаточный эффект орбитального движения (эффект кросс-каплинг), поправки за вертикальные ускорения;



Рис.53. Окно программы регистрации гравиметрических данных

- вычисление и фильтрацию аномалии силы тяжести в свободном воздухе (АСВ) и в редукции Буге (при наличии данных о глубине);
- вычисление наблюдаемого значения ускорения силы тяжести;
- преобразование географических координат;
- вычисление оценок условий мореплавания в процессе прохождения галсов;
- составление базы данных морской гравиметрической съемки;
- составление базы данных опорных наблюдений;
- экспортирование результатов морской гравиметрической съемки;
- вычисление оценок точности определения силы тяжести по сходимости измерений на повторных контрольных пунктах (ПКП) и по контрольным наблюдениям.

Программа в автоматическом режиме представляет статистику и рассчитывает СКО/СКП по выбранному профилю и по съемке в целом, что позволяет оперативно оценивать качество данных гравиметрии.

По завершению работ на объекте производится набортная обработка данных гравиметрии. Для обработки данных используется ПО предприятия-изготовителя гравиметров АО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор» Chekan_pp. Данное ПО позволяет ввести навигационные данные и данные батиметрии, рассчитать невязку профилей в точках пересечения, по этим данным рассчитать неучтенную составляющую смещения нуля-пункта гравиметра и ввести поправку во все гравиметрические данные. Поправка Этвеша вводится автоматически. После введения поправки за неучтенное смещение нуля-пункта, рассчитывается среднеквадратичное отклонение/среднеквадратичная погрешность (СКО/СКП), после чего производится уравнивание данных в автоматическом режиме. Значение СКП после уравнивания данных не должно превышать ± 1 мГал.

На выходе chekan_pp импортирует данные в формате ASCII, которые включают данные гравиметрии в редукции Фая (в свободном воздухе) и в редукции Буге.

На завершающем этапе набортной обработки гравиметрических данных составляются предварительные карты аномалий силы тяжести в свободном воздухе и в редукции Буге.

После окончания полевых работ для приемки будут представлены следующие материалы, согласно перечню первичной информации о недрах технического геологического задания:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;
- результаты аппаратурных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- результаты опорных наблюдений до выхода в море и после возвращения;
- акты окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.

Все данные записываются на жесткий диск и предоставляются заказчику в цифровом виде.

3.2.6.3. Контроль качества и предварительная обработка данных магнитометрии на борту судна.

Затраты времени на проведение контроля качества и предварительной обработки данных магнитометрии на борту судна на объекте составят **105,33** судо-суток (**3,46** судо-месяцев) или **361,28** отр.-смен.

Оценка качества данных магнитометрии производится в первую очередь, непосредственно во время регистрации данных по характеру графиков первого и второго магнитометров, отображаемых в программе регистрации (рис.54). Ведется контроль силы сигнала магнитометров и времени взятия отчетов в режиме реального времени. Также программа регистрации сигнализирует о высоком градиенте магнитного поля и предупреждает оператора в случае протечки корпуса магнитометра.

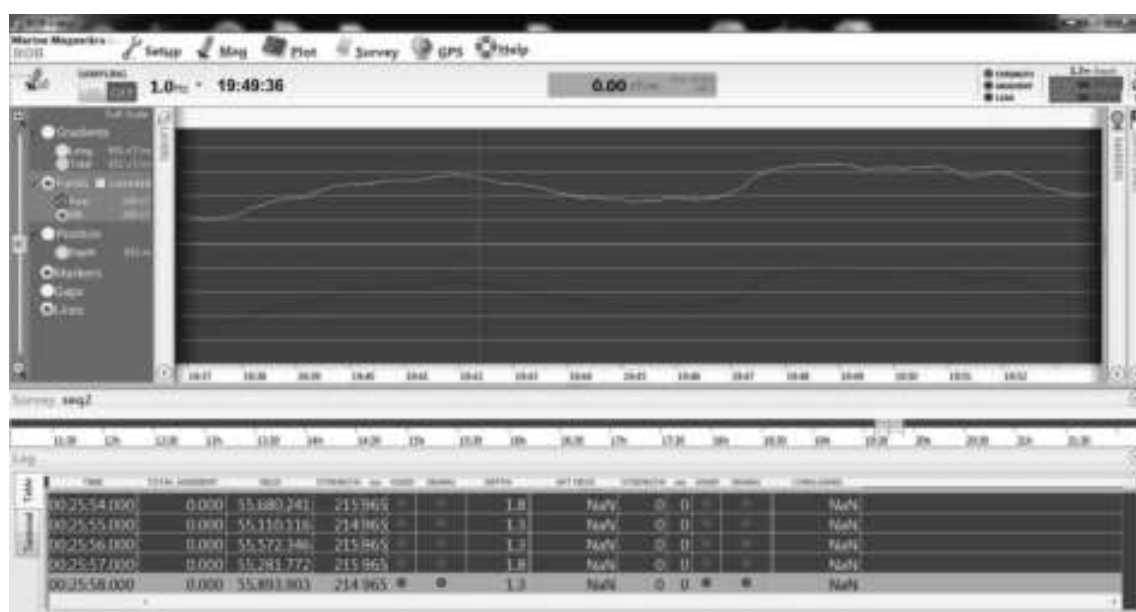


Рис.54. Окно программы регистрации данных магнитометрии ВОВ

По окончании профиля оператор строит графики по первому и второму магнитометрам за весь профиль, проверяет целостность данных. В случае появления отдельных всплесков на данных магнитометров, оператор удаляет некорректные данные.

В процессе обработки данных магнитометрии проводится сравнение рассчитанного аномального поля на участках профилей, пройденных повторно. В данном случае, сходимость графиков данных свидетельствует о качестве полученного материала.

Обработка данных магнитометрии производится в ПО Oasis montaj, выполняются следующие операции:

1. создание базы данных магнитометрических наблюдений, загрузка данных магнитометрии по профилям;
2. удаление единичных всплесков (спаек) из данных нелинейным фильтром;
3. создание базы навигационных данных, загрузка данных навигации;
4. объединение по времени базы данных магнитометрии с навигационными данными, проверка данных навигации на пропуски, сбои регистрации;
5. фильтрация данных первого и второго каналов градиентометра при помощи B-spline фильтра;
6. ввод навигационного офсета в координаты;
7. пересчет географических координат в проектные X и Y, расчет дистанции по профилю;
8. пересчет базы данных из посекундной в метрическую (одно измерение на каждый метр профиля) при помощи линейной интерполяции;
9. вычисление магнитного поля (Т выч.) по градиенту ($\Delta T/\Delta l$), расчет вариаций по разности измеренного и вычисленного поля;
10. ввод данных нормального магнитного поля (модель IGRF International Geomagnetic Reference Field), вычисление аномального магнитного поля;
11. уравнивание рассчитанного аномального поля;
12. построение гридов, карт изолиний аномального магнитного поля, карт графиков аномального магнитного поля;

Среднеквадратичная погрешность съемки рассчитывается в точках пересечения профилей. Вычисление погрешности съемки производится по формуле:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta i^2}{2n}}$$

где

Δi – разность значений МПЗ между рядовым и секущим профилей в точке пересечения;

n – количество точек пересечения.

Среднеквадратичная погрешность по результатам обработки данных не должна превышать ± 5 нТл.

После окончания полевых работ для приемки и передачи Заказчику будут представлены следующие материалы:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;

- результаты аппаратных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- акт окончательной приёмки полевого материала от исполнителя работ ОАО «МАГЭ».

3.2.6.4. Предварительная обработка навигационно-гидрографических данных на борту судна.

Затраты времени на проведение контроля качества и предварительной обработки навигационно-гидрографических данных на борту судна на объекте составят **101,33** судосудок (**3,33** судо-месяцев) или **347,56** отр.-смен.

Обработка навигационных данных будет осуществляться в полном соответствии с техническими условиями на обеспечение навигации и позиционирования (табл.20).

Для обработки и контроля качества обработанных навигационных данных использовался внутренний процессор обработки данных NRT и модуль обработки “IRIS” в ИНС «Огса». При заданных заранее и введенных в ИНС «Огса» ручных наблюдениях и стандартных девиациях приведённых в таблице ниже, система автоматически обрабатывала данные по пройденному профилю и генерирует обработанный файл формата P190, так же, на основании обработанных данных системой формируются отчёты о проделанной обработке в формате .pdf – EOL Report и NRT QC Report.

Таблица 20 - Стандартные значения, рекомендованные для обработки навигационных данных.

Группа наблюдений	Априори SD	Интерполяция. Экстраполяция	Удаление выбросов	Фильтр
Эхолот	1.0 м	-	-	-
Компасы	SD 0.5°	Интерполяция= 100 Экстраполяция =50	Порог =ROC / 0.1-0.5/ 10-100	Фильтр = Средний / 150
Датчики глубины	1.0 м	Интерполяция= 100 Экстраполяция =50	Порог = Median / 1.0/ 10-100	-
Дист. До Концевого буй	SD 2.0 m	Интерполяция= 100 - 500 Экстраполяция =50	Порог =ROC / 0.1-0.5/ 10-100	Фильтр = Средний / 25
Пеленг на Концевой буй	SD 0.02247°	Интерполяция = 100 - 500 Экстраполяция =50	Порог = ROC 0.5 / 10-100	Фильтр = Средний / 25
Гирокомпас	SD 0.1°	Интерполяция = 50 Экстраполяция =50	Нет	Нет
DGPS Шир/Долг	SD 1.5-2.0 м	Интерполяция= 100 Экстраполяция =50	Порог =ROC / 0.1-0.5/ 10-100	Фильтр = Средний / 20

В случае если профилю, после обработки его модулем IRIS, присваивается статус «Reprocess», то данные по этому профилю обрабатываются повторно, с использованием программного обеспечения «Sprint 2D» фирмы Concept Systems Ltd.

Обработка файла P294 происходит по следующему алгоритму:

1) Import-Ввод и редактирование файла P2/94 с учетом фактических начала (SOL) и окончания (EOL) линии профиля, сравнение заголовков 2х разных файлов P2/94, относящихся к одному проекту- для выявления возможных ошибок;

2) Preprocess - обработка данных файла P2/94, представленных в графическом виде, -удаление выбросов, применение линейной интерполяции и цифровых фильтров;

3) Compass Calibration- расчет отклонений в показаниях компасных заглубителей сейсмокосы;

4) NRT Replay - создание 2D модели наблюдений для расчета координат опорных точек по данным файла P2/94 и расчет уравнения сети. Для определения положения узлов в сети использует метод наименьших квадратов;

5) Analyse - Анализ основных параметров, представленных в графическом виде;

6) QC Report- Создание отчета по результатам обработки файла P2/94. Отчет QC обработки генерируется на данном этапе, отображает значения невязки косы, которые дают возможность оценить качество уравнивания сети. Если найдены какие-либо проблемы, необходимо повторить процесс обработки.

7) Finalise Line - Финальный этап, создание выходного формата P1/90. Для этого используется модуль Export и затем функция «Import from Sprint» в ИНС «Orca».

После обработки для каждой отработанной линии предоставляются следующие данные:

– данные для контроля качества сформированного файла P190 с помощью модуля обработки «Near Real Time», встроенного в систему (ИНС) Orca. (NRT QC Report);

– отчёт по навигационным данным, обработанным с помощью дополнительного ПО «Sprint» (Reprocessed QC Report);

– журнал профиля отображающий все возникшие ошибки при записи данных в файл P294 (Journal report);

– статистические данные для контроля качества в формате .pdf и текстовом формате .sts (EOL Report);

– вахтенный журнал навигатора (LineLog);

– файл формата P2/94 (UKOOA);

– обработанные файлы формата P1/90 (UKOOA) с глубинами, приведенными к среднему уровню моря с коррекцией за приливы-отливы;

– обработанные навигационные данные, содержащие записи типа «E» и значения глубин моря и заглублений, с коррекцией за приливы-отливы и измеренную скорость звука в воде.

После окончания полевых работ для приемки и передачи Заказчику будут представлены следующие материалы по навигационному обеспечению:

- Полевые навигационные данные в формате UKOOA (P2/94);
- Обработанные навигационные данные, в формате UKOOA (P1/90);
- Вспомогательные материалы;
- отчет и данные по калибровке навигационного комплекса;

- полный набор рапортов навигаторов;
- полный набор отчетов навигаторов;
- детальное описание заголовка навигационных данных;
- каталог фактически отработанных профилей полной кратности в текстовом формате;
- карта проектных профилей (preplot) и фактически отработанных (postplot) профилей;
- Акт окончательной приемки навигационных материалов;
- Описание использованной системы координат.

3.2.7. Метрологическое обеспечение работ

3.2.7.1. Метрологическое обеспечение сейсморазведки МОВ ОГТ 2D

Метрологическое обеспечение сейсмических работ заключается в комплексе организационно-технических мероприятий, обеспечивающих определение параметров приемно-излучающего тракта с требуемой точностью. Нормативной базой метрологического обеспечения являются:

- стандарты государственной системы измерений (ГСИ);
- стандарты на сейсморазведочные изделия;
- инструкции по сейсморазведке (Министерство геологии 1986, 2003 г) [1];
- инструкция по морской сейсморазведке и сейсмоакустике (Министерство геологии 1986г) [19];
- организационно-методическая и инструктивно-производственная документация.

В соответствии с этими документами метрологическое обеспечение включает следующие мероприятия:

- обслуживание необходимых общетехнических средств измерения;
- подготовка и аттестация персонала;
- обеспечение контроля (проверки) параметров аппаратуры и оборудования.

Контроль параметров сейсморазведочной аппаратуры осуществляется встроенными средствами проверки, и подразделяется на ежедневные и ежемесячные проверочные тесты.

Ежемесячно проверяются:

- электрические шумы в аппаратуре;
- искажение сигнала в аппаратуре;
- усиление и смещение фазы в аппаратуре;
- коэффициент ослабления синфазного сигнала;
- взаимное влияние каналов;
- ёмкость гидрофонов косы;
- частота среза низкочастотного сигнала от гидрофонов косы;
- шумы гидрофонов косы;
- сопротивление утечки;

Ежедневно проверяются:

- электрические шумы в аппаратуре;

- искажение сигнала в аппаратуре;
- шумы гидрофонов косы;
- сопротивление утечки.

Контроль (проверка) параметров аппаратуры производится до начала полевых работ, в процессе проведения и после их окончания, а также после каждого ремонта или настройки аппаратуры.

Аппаратура для сервисного обслуживания:

- осциллограф;
- мультиметр;
- мегомметр.

3.2.7.2. Метрологическое обеспечение надводных гравиметрических и дифференциальных гидромагнитных наблюдений

Надводная гравиметрия

Надводные гравиметрические измерения будут производиться с помощью гиросtabilизированного надводного гравиметра типа «ЧЕКАН-АМ» (модификация «Шельф»), изготовленного ОА «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор».

Метрологическое обеспечение морских гравиметрических измерений проводится в соответствии с требованиями следующих документов:

- «Инструкция по морской гравиметрической съемке (ИГ-78)» [17];
- «Гравиметр мобильный «Чекан-АМ». Руководство по эксплуатации (ДНИЯ.462531.008РЭ) [6].

Методикой поверки устанавливается межповерочный интервал - 2 года. Поверочные работы выполняются на базе ОА «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор».

Дополнительных проверок в ходе выполнения морских гравиметрических измерений завод-изготовитель не предусматривает. Отдельные параметры, такие как величина и скорость смещения «нуль» - пункта гравиметра оцениваются по опорным наблюдениям во время причальных и якорных стоянок.

Дифференциальная гидромагнитометрия

Метрологическое обеспечение дифференциальных гидромагнитных измерений будет осуществляться в соответствии с требованиями ОСТ-41-09-266-83, «Инструкции по магниторазведке», 1981г.

Измерения магнитного поля Земли будет производиться с помощью морского дифференциального магнитометра/градиентометра SeaSPY2, изготовленного MarineMagnetics Corp (Канада).

Ведомственная поверка магнитометра/градиентометра производится в магнитно-испытательной лаборатории ОНМЦ АО «Геологоразведка».

В ходе выполнения морских работ компания-изготовитель предусматривает тестирование работоспособности составных частей магнитометра/градиентометра с помощью программных модулей «SeaLINK» и «BOB».

Сведения о метрологических параметрах результатов гравиметрических и гидромагнитных измерений приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Сведения о метрологических параметрах результатов гравиметрических и гидромагнитных наблюдений.

№ п/п	Объект измерений	Измеряемая величина	Единица измерения	Погрешность по проекту	Метод измерений
1.	Гравитационное поле Земли	Ускорение силы тяжести	м/сек ²	$\pm 1,0 \times 10^{-5}$	Компенсационный
2.	Магнитное поле Земли	Модуль полного вектора магнитной индукции	нТл	$\pm 5,0$	Косвенный

3.2.7.3. Метрологическое обеспечение навигационно-гидрографических работ.

Спутниковые приемоиндикаторы имеют встроенные системы контроля технических параметров блоков и узлов и метрологическую проверку не проходят.

С целью проверки работоспособности спутниковых приемников перед выходом в море и в портах заходов производились стояночные наблюдения для каждого спутникового приемника.

Контроль работы эхолота выполняется в соответствии с §7 ПГС-4 часть 2, МО СССР ГУНиО МО и осуществляется перед выходом в море силами специалистов гидрографического отряда [37].

3.2.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Мероприятия, направленные на обеспечение охраны труда и соблюдение производственной безопасности, разработаны и выполнены в соответствии с Государственными стандартами и нормативными документами, приведенными в таблице 22. Весь экипаж и сезонный состав экспедиции (ССЭ) будет ознакомлен с требованиями производственной безопасности для запланированных работ при проведении инструктажей. Контроль за обеспечением производственной безопасности при проведении ОАО «МАГЭ» комплексных геофизических работ возложен на начальника рейса, контроль за обеспечением безопасности мореплавания возложен на капитана НИС «Николай Трубяччинский».

Таблица 22 - Перечень нормативных документов, необходимых для выполнения проектируемых работ

№ п/п	Наименование нормативного документа	Организация, утверждающая документ и дата	Место и год издания
1.	О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда	Постановление Правительства РФ №1160 от 27.12.2010 г.	Москва, 2010 г.
2.	Правила безопасности при геологоразведочных работах (с изменениями и дополнениями ПБ 08-37-2005)	Роснедра От 07.07.2004	Москва 2004 г.
3.	Безопасность ведения морских геологоразведочных работ РД 08-37-95	Госгортехнадзор РФ № 51 от 27.10.95 г.	Москва 1995 г.
4.	Сборник Правил, типовых инструкций, рекомендаций по безопасности и охране труда при ведении морских геологоразведочных, геоэкологических, инженерно-геологических работ, выполняемых в Мировом океане и на континентальном шельфе.	Госгортехнадзор РФ № 51 от 27.10.95 г., Минприроды РФ Письмо № ИГ-42-57 от 11.01.2000 г.	Санкт-Петербург 2000 г.
5.	Правила техники охраны труда на судах морского и речного флота РФ	Минтруда и социальной защиты РФ. Приказ №367н от 05.06.2014г.	Москва, 2014 г.
6.	Устав службы на морских судах Мингео СССР	Мингео СССР 03.05.83г.	Москва, 1984 г.
7.	Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве и в отдельных отраслях и организациях	Минтруд РФ № 73 24.10 02г.	Москва, 2002 г.
8.	Схема определения степени тяжести повреждения здоровью при несчастных случаях на производстве	Минздрав РФ № 160 24.02.05 г.	Москва, 2005 г.
9.	Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на геологоразведочных работах	Мингео СССР 25.09.74 г.	Москва, «Недра», 1986 г.
10.	Электробезопасность на геологоразведочных работах		Москва, «Недра», 1987 г.
11.	Матрица СИЗ	Генеральный директор ОАО «МАГЭ» (Приложение к приказу № 154 от 11 сентября 2015 года)	Офис ОАО «МАГЭ» 2015 г.

12.	Инструкция №34 по ОТ для работника полевого гравимагнитного отряда	Генеральный директор ОАО «МАГЭ» 16.05.11г Пересмотрена 25.02.16	Офис ОАО «МАГЭ» 2011 г.
13.	Инструкция № 58 по охране труда при работе с персональным компьютером	Генеральный директор ОАО «МАГЭ» 16.05.11г Пересмотрена 25.02.16	Офис ОАО «МАГЭ» 2011 г.
14.	Инструкция № 50 по охране труда на сейсморазведочных работах	Генеральный директор ОАО «МАГЭ» 16.05.11г Пересмотрена 25.02.16	Офис ОАО «МАГЭ» 2011 г.
15.	Инструкция № 49 по охране труда для оператора пневмоисточников	Генеральный директор ОАО «МАГЭ» 16.05.11г Пересмотрена 25.02.16	Офис ОАО «МАГЭ» 2011 г.
16.	Применимые рабочие процедуры и инструкции для запланированных работ, документация СУБ и ИСМ ОАО «МАГЭ» с учетом методов и условий работ, Приказ по организации оценки риска, стандарты организации	Документация ОАО «МАГЭ»	Офис ОАО «МАГЭ» 2019г.

При выполнении комплексных геофизических работ по настоящему объекту предусматриваются следующие мероприятия по охране труда и производственной безопасности, таблицы 23 и 24.

Таблица 23 - План организационно-технических мероприятий по предупреждению несчастных случаев, аварий и улучшению условий труда

№ п/п	Наименование мероприятия	Сроки выполнения	Ответственный за выполнение
1.	Оснащение судна спуско-подъемными устройствами, обеспечивающими безопасное проведение работ с забортным оборудованием и устройствами	Перед началом полевого сезона	Главный инженер ОАО «МАГЭ»
2.	Проведение проверок оборудования (грузоподъемное, высокого давления)	Перед началом полевого сезона	Начальник рейса, Старший помощник
3.	Обучение персонала правилам электробезопасности, проверка знаний и оформление групп э/безопасности для задействованного в работах обслуживанию ЭУ персонала	Перед началом полевого сезона	Главный энергетик
4.	Проведение инструктажей на рабочих местах:- первичного-внепланового-повторного, целевого (при работах с повышенной опасностью)	Перед началом работ, в период полевых работ при выдаче наряда допуска	Старший помощник, начальник рейса, начальник отряда
5.	Выдача персоналу спецодежды и других средств индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с нормами	Перед началом работ	Начальник рейса

6.	Ознакомление научного состава с особенностями конструкции и эксплуатации судовых спускоподъемных механизмов и правилами поведения на борту судна, существующими опасностями и мерами по снижению рисков, правилами проведения работ повышенной опасности на судне	Перед началом работ	Старший помощник Начальник рейса
7.	Ознакомление всего личного состава судна с технологией выполняемых геофизических работ, ограждение травмоопасных участков (помещение накопителей электроэнергии, трасса прокладки высоковольтных кабелей, площадка спуска-подъема забортного оборудования) с вывешиванием предупреждающих плакатов, знаков	Перед началом работ	Начальники отрядов
8.	Обучение сотрудников приемам безопасного труда и оказанию первой помощи	Перед началом работ	Начальники отрядов
9.	Обучение начальников рейса и заместителей культуре производственной безопасности, оценке рисков и расследованию происшествий.	До начала полевого сезона	Представители ОТ

Учитывая, что практически спуско-подъемные работы на борту судна связаны с применением механизмов, перед каждым заданием непосредственный руководитель проводит оперативный инструктаж и анализ безопасности работ (АБР) для всех участников, проверяет наличие необходимых для выполнения работ инструментов и СИЗ, проводит при необходимости дополнительную оценку риска и оформление разрешения (наряд-допуска) для работ повышенной опасности.

Таблица 24 - Мероприятия по предупреждению заболеваний на производстве и улучшению условий труда и отдыха

№ п/п	Наименование мероприятия	Сроки выполнения	Ответственный за выполнение
1.	Контроль за правильным использованием спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты	В течение всего рейса	Начальник рейса
2.	Лекция на тему «Предупреждение простудных заболеваний», лекции и практические занятия по оказанию первой помощи пострадавшему	В течение всего рейса	Старший помощник
3.	Проверка состояния здоровья, регулярный осмотр каждого члена экипажа	В течение всего рейса	Старший помощник
4.	Проверка санитарного состояния лабораторных и служебных помещений, жилых кают	1 раз в неделю.	Старший помощник

5.	Разработка мероприятий по организации и проведению праздников, предпраздничных и выходных дней, субботников		Капитан, начальник рейса
6.	Применение системы карт наблюдений для замечаний и предложений по улучшению условий труда.	В течение всего рейса	Старший помощник, начальник рейса

На НИС «Николай Трубятчинский» имеются спасательные средства (плоты, жилеты, гидротермокостюмы и другое аварийно-спасательное оборудование согласно требованиям СОЛАС) для всего личного состава, средства коллективной и индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, снаряжение, инструменты для обеспечения безопасности при производстве комплексных геофизических работ.

На этапе подготовки и во время проведения работ в соответствии с судовыми расписаниями будут проведены учебные тревоги с обязательным участием судовых и научных экипажей.

Все члены экипажей имеют необходимый опыт и подтверждение квалификации, перед началом работ будет обеспечено прохождение медосмотров.

Для обеспечения медицинской помощи на борту подготовлен медпункт, укомплектованный оборудованием и медикаментами. Все старшие помощники капитана прошли необходимое обучение оказанию медицинской помощи и имеют подтверждающие документы. Для связи с береговыми лечебными учреждениями все суда обеспечены средствами связи для проведения консультаций. Для организации медицинской эвакуации и доставки пациента в госпиталь могут быть привлечены ресурсы ближайших МСКЦ (МСПЦ). Решение о способе эвакуации принимает капитан на основе рекомендаций старшего помощника капитана, с учетом имеющихся ресурсов и погодных условий.

НИС «Николай Трубятчинский» оборудовано системами пожаротушения и другими аварийными средствами, отвечающими нормам и требованиям «Конвенции по спасению жизни на море».

Согласно «ДОКУМЕНТУ О СООТВЕТСТВИИ», выданному Российским Морским Регистром Судоходства, система управления безопасностью (СУБ) ОАО «МАГЭ» освидетельствована и соответствует требованиям Международного кодекса по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращению загрязнения (МКУБ), сертификат №17.039.025 действителен до 06.02.2022. СУБ планируемых для работ НИС «Николай Трубятчинский» освидетельствована, сертификат № 18.0857.150 действителен до 20.08.2023.

3.3. Камеральные работы.

Согласно Техническому (Геологическому) заданию к договору №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 в рамках выполнения камеральных работ запланированы следующие виды работ:

- Обработка и интерпретация геолого-геофизических данных в объеме 8900 п.км новых профилей по сейсморазведке МОВ ОГТ 2D, надводной гравиметрии и магнитометрии, и 17300 п.км ретроспективных профилей сейсморазведки МОВ ОГТ.
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных – 8900 п. км новых профилей по комплексу методов и 17300 п.км ретроспективных профилей сейсморазведки МОВ ОГТ с привлечением ГИС по скважинам в Охотском море.
- Составление информационных и окончательного геологических отчетов.

3.3.1. Обработка и интерпретация геолого-геофизических данных.

Камеральные работы в рамках обработки и интерпретации геолого-геофизических данных будут выполняться ОАО «МАГЭ» с привлечением подрядчика АО «Росгеология». Согласно ТГЗ к договору ОАО «МАГЭ» с ОАО «Росгеология» № 02/2-38 от 17.06.2020 г. ОАО «МАГЭ» выполняет цифровую обработку новых сейсморазведочных данных в объеме 8900 п.км по пунктам 1-42 базового графа обработки.

АО «Росгеология» выполняет пункты 43-53 базового графа обработки новых профилей сейсморазведки МОВ ОГТ в объеме 8900 п.км, в том числе пункт 54 в ТГЗ на 2020 г. (Прил.4) Согласно ТГЗ к договору № 02/2-38 от 17.06.2020 г. АО «Росгеология» проводит камеральную обработку и интерпретацию новых профилей надводной гравиметрии и дифференциальной гравиметрии в объеме 8900 п.км и ретропрофилей сейсморазведки МОВ ОГТ в объеме 17300 п.км по базовому графу ТГЗ (пп.1-53, в т.ч. п.54 согласно ТГЗ на 2020 г.). Для выполнения Технического (Геологического) задания АО «Росгео» привлечена подрядная организации - АО «Дальморнефтегеофизика» (г.Южно-Сахалинск) с соисполнителями-подрядчиками АО «Южморгеология» (г. Геленджик) (рис.55) и АО «СНИИГиМС» (г. Новосибирск) (Прил.7,8,9).

3.3.1.1. Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D.

Цифровая обработка полученных в результате полевых работ сейсмических данных в объеме 8 900 пог. км и ретроспективных в объеме 17 300 пог.км выполняется с целью достижения максимальной разрешенности сейсмической записи и максимальной прослеживаемости отражающих горизонтов, с итеративной коррекцией кинематических поправок, подавлением волн-помех, временной миграцией до суммирования, построением временных и глубинных разрезов. Обработка ретроспективных сейсмических данных выполняется с уровня первичных полевых сейсмограмм.

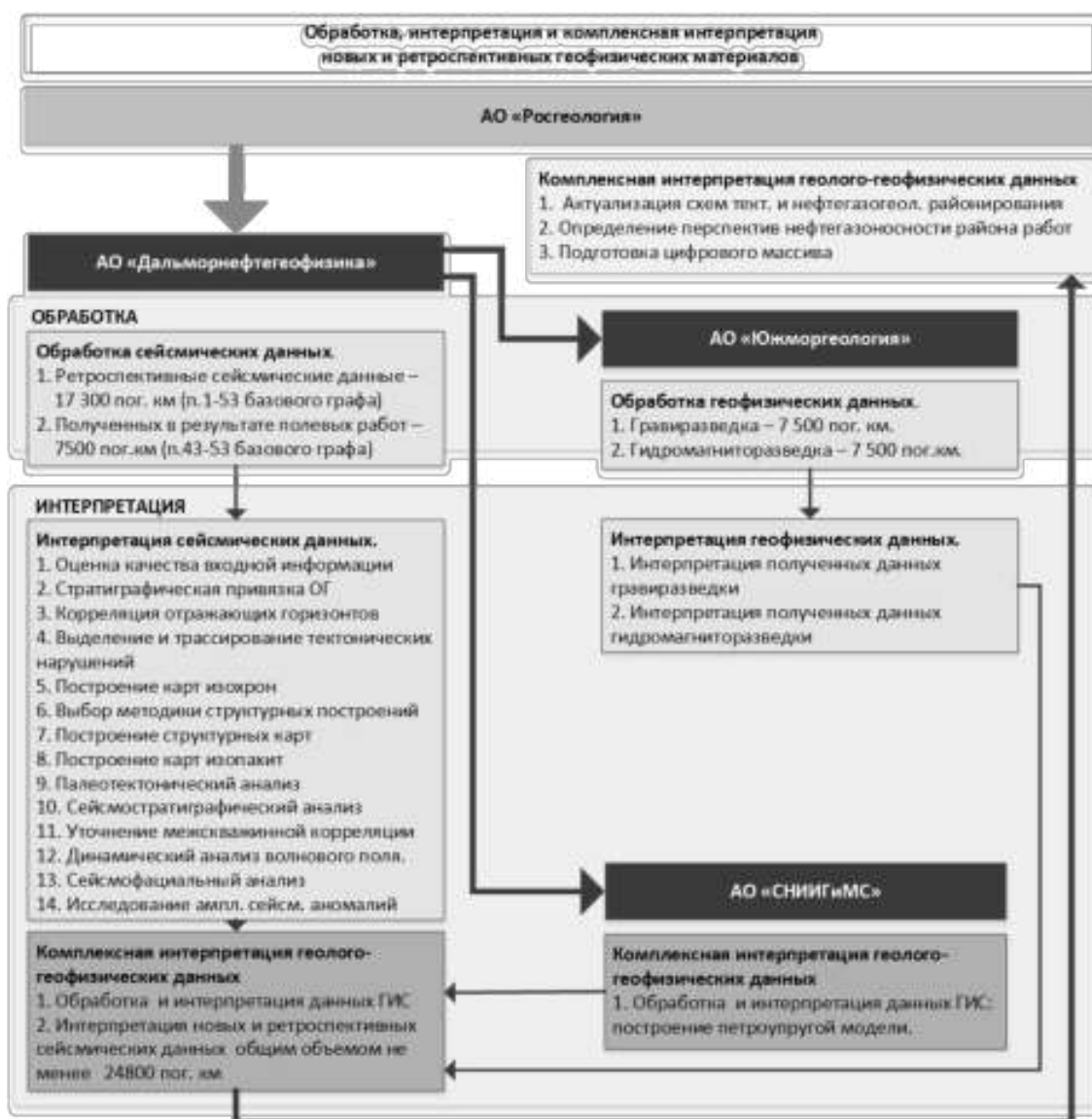


Рис. 55. Схема взаимодействия организаций при выполнении камеральных работ

3.3.1.1.1. Обработка материалов сейсморазведки МОВ ОГТ 2D

Обработка вновь полученных сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D в объеме 8900 п.км в рамках пунктов базового графа обработки 1-42 (предварительная и сигнальная обработка, временная миграция до суммирования) будет выполняться на базе **Центра обработки геофизических данных ОАО «МАГЭ» в г.Москва** в 2021 г в обрабатывающей системе **ProMax (v.5000.8.5.0)** и **Prime3D** на собственном вычислительном кластере. Программно-аппаратурный комплекс соответствует современным требованиям индустрии. Обработанные до этапа построения глубинно-скоростной модели сейсмические данные будут переданы подрядчику для проведения завершающего этапа обработки данных (пп.43-53).

Обработка вновь полученных сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D в объеме 8900 п.км в рамках построения глубинно-скоростной модели и глубинной миграции до суммирования по пунктам базового графа обработки 42-53 будет проводиться на базе **Вычислительного центра АО «Дальморнефтегеофизика» (г. Южно-Сахалинск)** в 2021

г. Обработка ретроспективных данных сейсморазведки МОВ ОГТ 2D в объеме 17300 п.км в рамках пунктов базового графа обработки 1-53 также будет проводиться специалистами АО «Дальморнефтегеофизика» в 2021-22 гг. Задачи обработки сейсмических данных предполагается решать комплексированием программных продуктов: *Geovation (CGG)*, *SeisSpace-2D (Halliburton)*, *GeoDepth-2D (Paradigm)*, соответствующего современным требованиям индустрии.

Все ПО сертифицировано, лицензировано и имеет соответствующие подтверждающие документы.

Исходные данные для обработки будут соответствовать следующему перечню:

По навигационному обеспечению

- Полевые навигационные данные в формате UKOOA (P2/94);
- Обработанные навигационные данные, в формате UKOOA (P1/90);
- Вспомогательные материалы:
 - отчет и данные по калибровке навигационного комплекса;
 - полный набор рапортов навигаторов;
 - полный набор отчетов навигаторов;
 - детальное описание заголовка навигационных данных;
 - каталог фактически отработанных профилей полной кратности в текстовом формате;
 - карта проектных профилей (preplot) и фактически отработанных (postplot) профилей.
- Акт окончательной приемки навигационных материалов;
- Описание использованной системы координат.

По сейсморазведочным работам

- Отчет о результатах полевой экспресс-обработки с целью контроля качества сейсмических данных, включая временные разрезы (формат SEG-Y), разрезы ближних удалений (формат SEG-Y), файлы атрибутов и количественные оценки качества сейсмических записей.
- Полевые сейсмические данные в формате SEG-D
- Ежедневные и ежемесячные тесты SEG-D и SEG-Y
- Вспомогательные материалы:
 - полный набор рапортов операторов;
 - ежедневные тесты сеймостанции;
 - ежемесячные тесты сеймостанции;
 - сигнатура источника в дальней зоне;
 - тест соответствия пневмоисточников (bubble test);
 - детальное описание заголовка сейсмических данных;
- Полевые сейсмограммы с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
- Записи сигналов с гидрофонов зоны ближнего поля;
- Ежедневные рапорты Начальника партии;
- Полевой отчет Начальника партии;
- Акт окончательной приемки полевых материалов от исполнителя.

Для каждой процедуры графа обработки предусмотрено опережающее тестирование и выбор параметров. По окончании тестирования ОАО «МАГЭ» предоставляет Заказчику результаты тестирования в виде презентаций, данных в формате SEG-Y, или в ином формате, согласованном с Заказчиком.

Обработка сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D (профилей) осуществляется с соблюдением следующих требований:

– Обработка данных сейсморазведки должна проводиться в широком диапазоне частот с сохранением истинного соотношения амплитуд, обеспечивать высокое соотношение сигнал/помеха и быть направлена на выявление динамических и кинематических особенностей сейсмической записи.

– Применение процедур обработки, направленных на подавление широкого класса волн-помех различного типа и обеспечивающих надёжное прослеживание целевых отражающих горизонтов и выделение тектонических нарушений.

– Обеспечение стабильности амплитудного и фазового спектров сейсмической записи с целью выполнения последующего прогноза литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств целевых объектов.

– Достижение максимально возможной разрешенности записи в целевых интервалах разреза, обеспечивающей требуемую детальность изучения и расчленённость продуктивных и перспективных пластов.

– С целью обоснования параметров графа обработки сейсмических данных МОГТ-2D необходимо выполнять тестирование и контроль амплитудно-частотных характеристик получаемых результатов после выполнения каждой значимой процедуры.

Обработка материалов сейсморазведки МОГТ-2D должна выполняться с учётом поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий изучаемого района работ и решаемых геологических задач в соответствии с базовым графом обработки.

Ретроспективные профили

Суммарная длина 82 ретропрофилей (Граф. 1) определена с помощью программного обеспечения ArcGIS по координатам и составляет 17300 погонных км.

Базовая последовательность *обработки полученных сейсморазведочных данных в объеме 8900 пог. км и ретроспективных сейсморазведочных данных 17300 пог. км* представлена в базовом графе обработки Технического Геологического задания.

Базовый граф обработки вновь полученных данных сейсморазведки МОВ ОГТ и ретроспективных профилей МОВ ОГТ:

Предварительная обработка.

1. Преобразование трасс из форматов SEG-Y или SEG-D во внутренний формат обрабатывающей системы.
2. Приведение данных о геометрии наблюдений (навигации) в единую систему прямоугольных координат.
3. Контроль качества и присвоение геометрии.
4. Ввод статических поправок за приливные движения.
5. Коррекция за движение сейсмоприёмников.
6. Ввод статических поправок за глубину погружения источников и приёмников.
7. Контроль качества данных с присвоенной геометрией, расчёт и визуализация атрибутов контроля качества (набор атрибутов - по согласованию с Заказчиком) на топографической основе.
8. Редакция трасс.
9. Устранение импульсных помех.
10. Подавление помех, вызванных волнением моря.
11. Антиаляйсинговая фильтрация.
12. Компенсация за сферическое расхождение.
13. Предварительный анализ скоростей суммирования.
14. Построение предварительных временных разрезов ОСТ.
15. Увязка суммарных разрезов и сейсмограмм по площади исследований.

Сигнальная обработка.

16. Подавление нерегулярных помех.
17. Подавление регулярных помех, в т.ч. линейных помех и сейсмической интерференции.
18. Подавление вторичных пульсаций источника.
19. Адаптивное вычитание волн-спутников со стороны источника и приемника с учётом переменной геометрии свободной поверхности (волнения моря). Требуется уточнение глубин погружения источников и приемников в каждой точке.
20. Адаптивная сигнатурная деконволюция, позволяющая производить одновременную адаптацию как к теоретическому сигналу, так и к исходным сейсмограммам.
21. Прогнозирование поля кратных волн в водном слое, претерпевших переотражение как со стороны источника, так и со стороны приемника. Использование алгоритмов подавления аляйсинг-помех (в особенности, при прогнозировании со стороны источника). Адаптивное вычитание полученного поля кратных волн из исходных данных.
22. Прогнозирование прочих кратных волн от дневной поверхности с последующим адаптивным вычитанием.
23. Подавление внутренних кратных волн посредством прогнозирования поля кратных волн при помощи интегрального оператора с последующим адаптивным вычитанием полученного поля из исходных данных (по согласованию с Заказчиком).

24. Анализ скоростей суммирования.
25. Коррекция влияния сложной ВЧР посредством расчёта и ввода поверхностно-согласованных статических поправок (по согласованию с Заказчиком).
26. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области линейного, параболического и гиперболического преобразования Радона (необходимо тестирование всех перечисленных способов, окончательный способ - по согласованию с Заказчиком).
27. Коррекция поглощения с использованием устойчивого оптимизационного способа получения оценки параметра частотно-зависимого поглощения с заданной степенью локальности. Коррекция поглощения в рамках минимально-фазовой модели.
28. Построение временных разрезов ОСТ.
29. Подготовка скоростей временной миграции суммарных разрезов.
30. Временная миграция суммарных разрезов.
31. Постмиграционная обработка результатов временной миграции суммарных разрезов (граф – по согласованию с Заказчиком).
32. Увязка обработанных результатов временной миграции суммарных разрезов по площади исследований.

Временная миграция до суммирования.

33. Регуляризация данных при помощи устойчивого к помехам метода, сохраняющего истинные относительные амплитуды.
34. Построение скоростной модели для временной миграции до суммирования посредством погоризонтного анализа скоростей миграции (MVA).
35. Построение модели параметра VTI-анизотропии при помощи миграционного анализа.
36. Анизотропная временная миграция до суммирования.
37. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех на сейсмограммах.
38. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.
39. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области параболического преобразования Радона (по согласованию с Заказчиком).
40. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).
41. Мьютинг и суммирование.
42. Постмиграционная обработка суммарных разрезов - результатов временной миграции до суммирования (граф – по согласованию с Заказчиком).

Построение глубинно-скоростной модели и глубинная миграция до суммирования

43. Специальная подготовка сейсмограмм для полноволновой инверсии (FWI).
44. Построение начальной скоростной модели методом гибридно-сеточной томографии или анализа скоростей миграции (необходимо тестирование обоих способов, выбор способа для производственной обработки – по согласованию с Заказчиком).
45. Построение глубинно-скоростной модели при помощи FWI.
46. Глубинная миграция до суммирования в обращенном времени (RTM) или посредством продолжения волнового поля в частотной области (OW WEM) (необходимо

тестирование обоих способов, выбор способа финальной миграции – по согласованию с Заказчиком).

47. Преобразование сейсмограмм-результатов миграции в область времени.
48. Подавление остаточных регулярных и нерегулярных помех.
49. Коррекция остаточных кинематических сдвигов (RMO) до 4-ого порядка.
50. Подавление остаточных кратных волн при помощи кинематической фильтрации в области параболического преобразования Радона (по согласованию с Заказчиком).
51. Коррекция остаточных статических сдвигов – трим-статика (по согласованию с Заказчиком).
52. Мьютинг и суммирование.
53. Постмиграционная обработка суммарных разрезов – результатов миграции (граф – по согласованию с Заказчиком).
В том числе на 2020 г.:
54. Расчёт атрибутов AVO/AVA (набор атрибутов и параметры расчёта – по согласованию с Заказчиком).

Для камеральной обработки сейсмических данных ОАО «МАГЭ» по данному проекту предполагается привлечь 12 специалистов. В таблице 25 обозначены основные роли, количественный состав и непосредственные обязанности для достижения поставленных задач.

Таблица 25 - Состав рабочей группы для выполнения камеральной обработки.

Роль в проекте	Кол-во	Должность	Обязанности
Ответственный исполнитель	1	Ведущий геофизик	Руководство проектом. Тестирование и презентация процедур временной обработки. Работа с отчетной документацией
Специалист по сигнальной обработке	10	Ведущий геофизик	Тестирование процедур временной обработки Применение утвержденных процедур графа обработки к полному набору данных
Специалист по миграционным преобразованиям	1	Ведущий геофизик	Тестирование и презентация процедур временной и глубинной миграций

Временная обработка планируется выполняться в обрабатывающей системе ProMax (v.5000.8.5.0) и Prime3D на собственном вычислительном кластере, состоящем из массива серверов (вычислительных узлов или так называемых нодов), объединенных коммуникационной сетью и размещенных в отдельной стойке. Вычислительный узел имеет несколько многоядерных процессоров, свою оперативную память и работает под управлением своей операционной системы (Linux).

Мощность процессингово-вычислительного центра ОАО «МАГЭ», расположенного в г.Москва, позволяет полностью решить поставленные задачи с соблюдением календарных сроков (табл.26).

Таблица 26 - Календарный план выполнения камеральной обработки.

Срок	Описание этапа	Детализация	Результаты выполнения этапа
01.01.2021-31.03.2021	Предварительная обработка	Пункты графа 1-15	<ul style="list-style-type: none"> • Ежеквартальный информационный отчет. • Набор атрибутов контроля качества на топографической основе. • Промежуточные временные разрезы в формате SEG-Y.
01.04.2021-30.06.2021	Сигнальная обработка	Пункты графа 16-32	<ul style="list-style-type: none"> • Ежеквартальный информационный отчет. • Презентации по тестированию процедур. • Сейсмограммы ОГТ после сигнальной обработки (SEG-Y). • Суммарные разрезы после сигнальной обработки (SEG-Y). • Скорости суммирования (ASCII).
01.07.2021-30.09.2021	Временная миграция до суммирования	Пункты графа 33-42	<ul style="list-style-type: none"> • Ежеквартальный информационный отчет. • Презентации по тестированию процедур. • Сейсмограммы ОТО после PSTM (SEG-Y). • Суммарные разрезы после PSTM (SEG-Y). • Скорости миграции (SEG-Y, ASCII). • Разрезы параметра VTI (SEG-Y).
01.10.2021-31.12.2021	Глубинная миграция до суммирования	Пункты графа 43-53	<ul style="list-style-type: none"> • Ежеквартальный информационный отчет. • Презентации по тестированию процедур. • Сейсмограммы ОТО после PSDM во временной области (SEG-Y). • Суммарные разрезы после PSDM во временной и глубинной области (SEG-Y). • Глубинно-скоростные модели (SEG-Y).

Краткое описание и примеры ключевых процедур камеральной обработки

Подавление вторичных пульсаций газового пузыря

Для ослабления остаточной компоненты вторичных пульсаций воздушного пузыря планируется применять подход, основанный на обработке сигнатуры источника с построением оператора, устраняющего нежелательный эффект. Подбор оператора подавления вторичных пульсаций возможно произвести как по теоретической сигнатуре источника, так и по сигнатуре, извлеченной из данных (рис.56).

Подавление случайных помех

Для подавления случайных шумов, как правило, вызванных волнением моря, обычно применяется многоканальная частотно-ориентированная фильтрация в различных сортировках ОПВ, ОПП, РУ (рис.57).

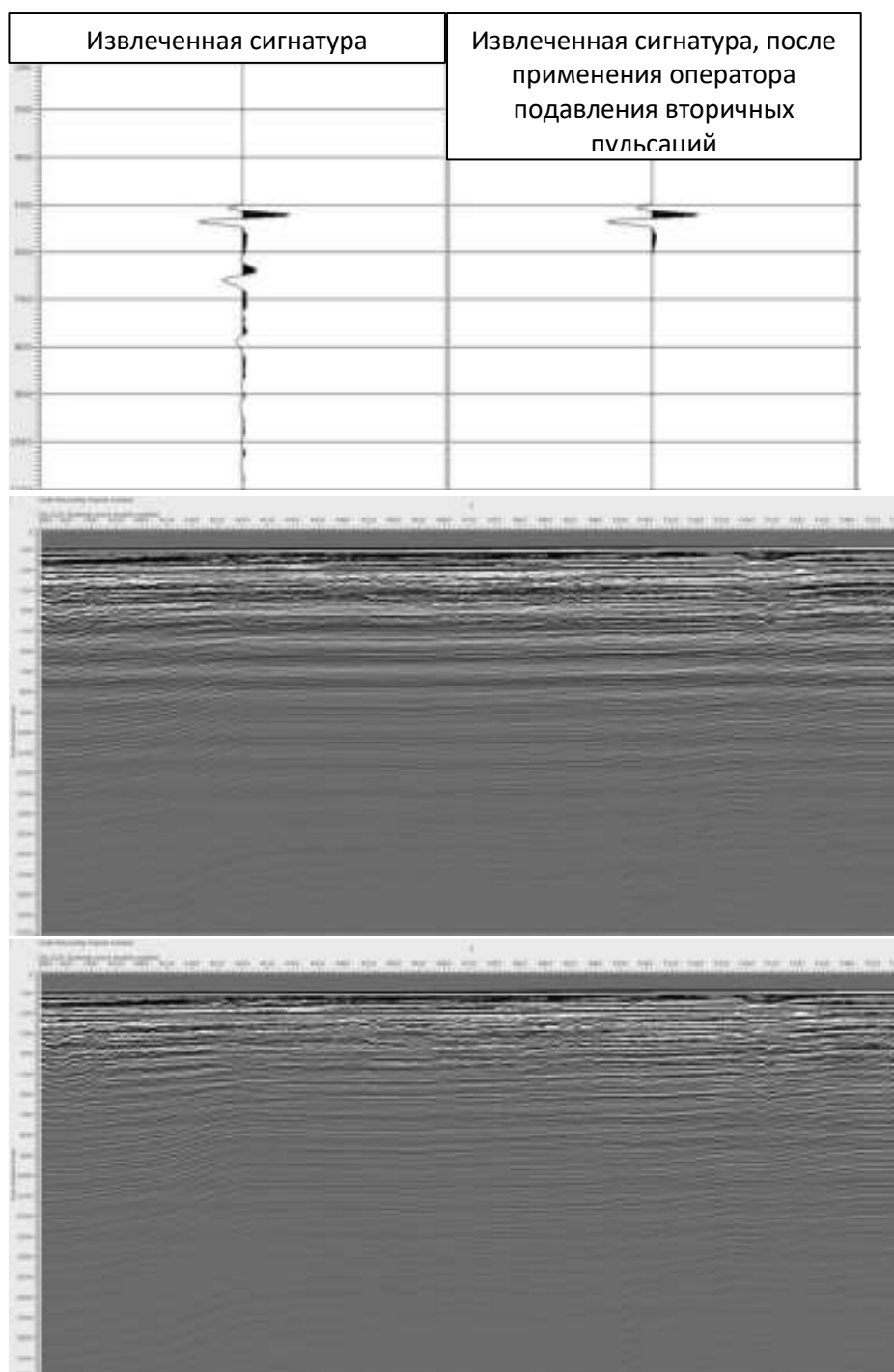


Рис.56. Пример подавления вторичных пульсаций газового пузыря.

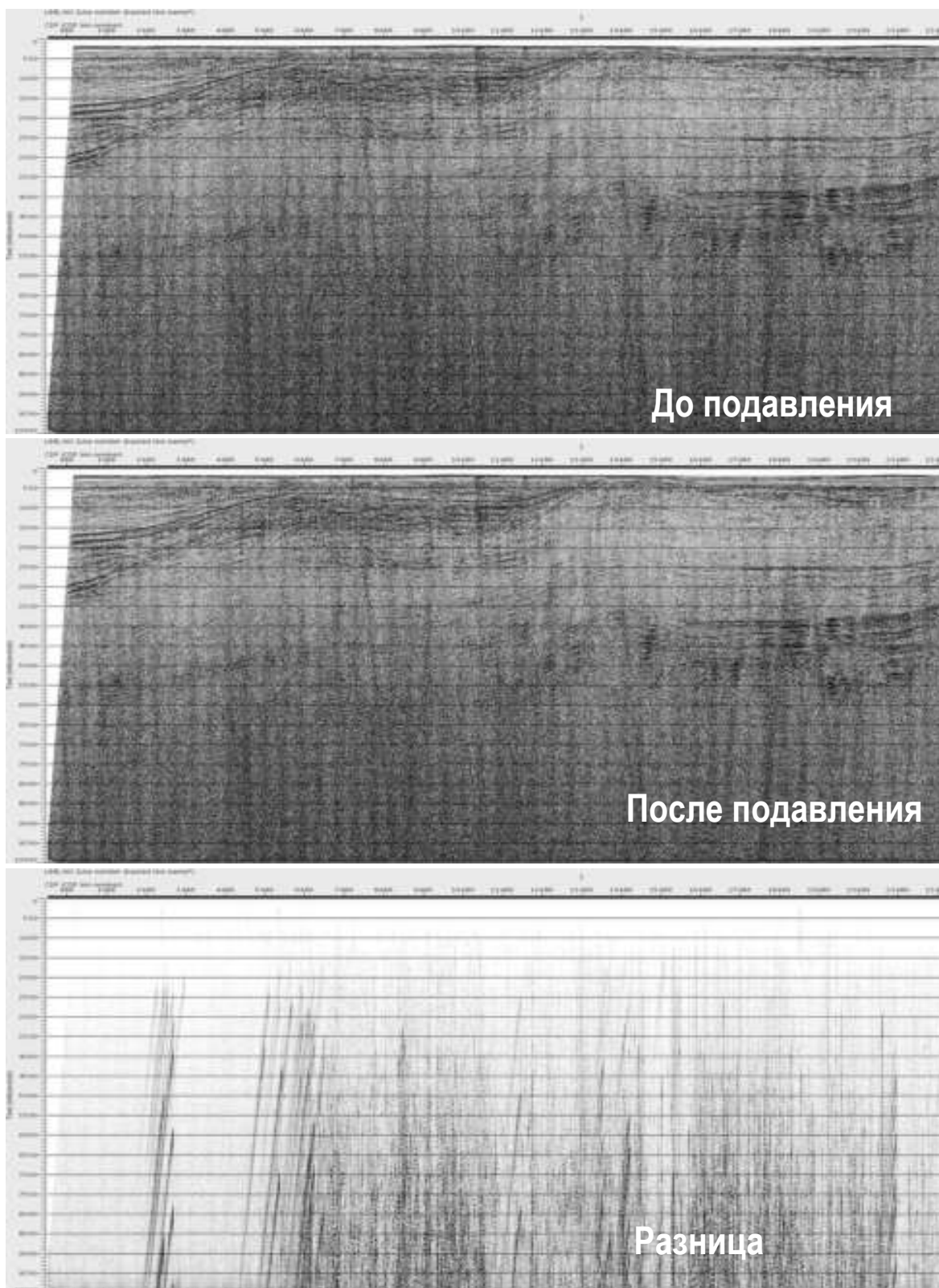


Рис.57. Пример подавления случайных помех.

Подавление линейных помех

Для подавления линейных помех планируем применять преобразование данных в линейную область Радона (линейное Тау-Рi преобразование) в сортировке ОПВ с последующим ослаблением когерентного шума при помощи мьютинга. Предполагается

проведение тестирования разложения в линейную область Радона для исключения появления нежелательных артефактов (рис.58).

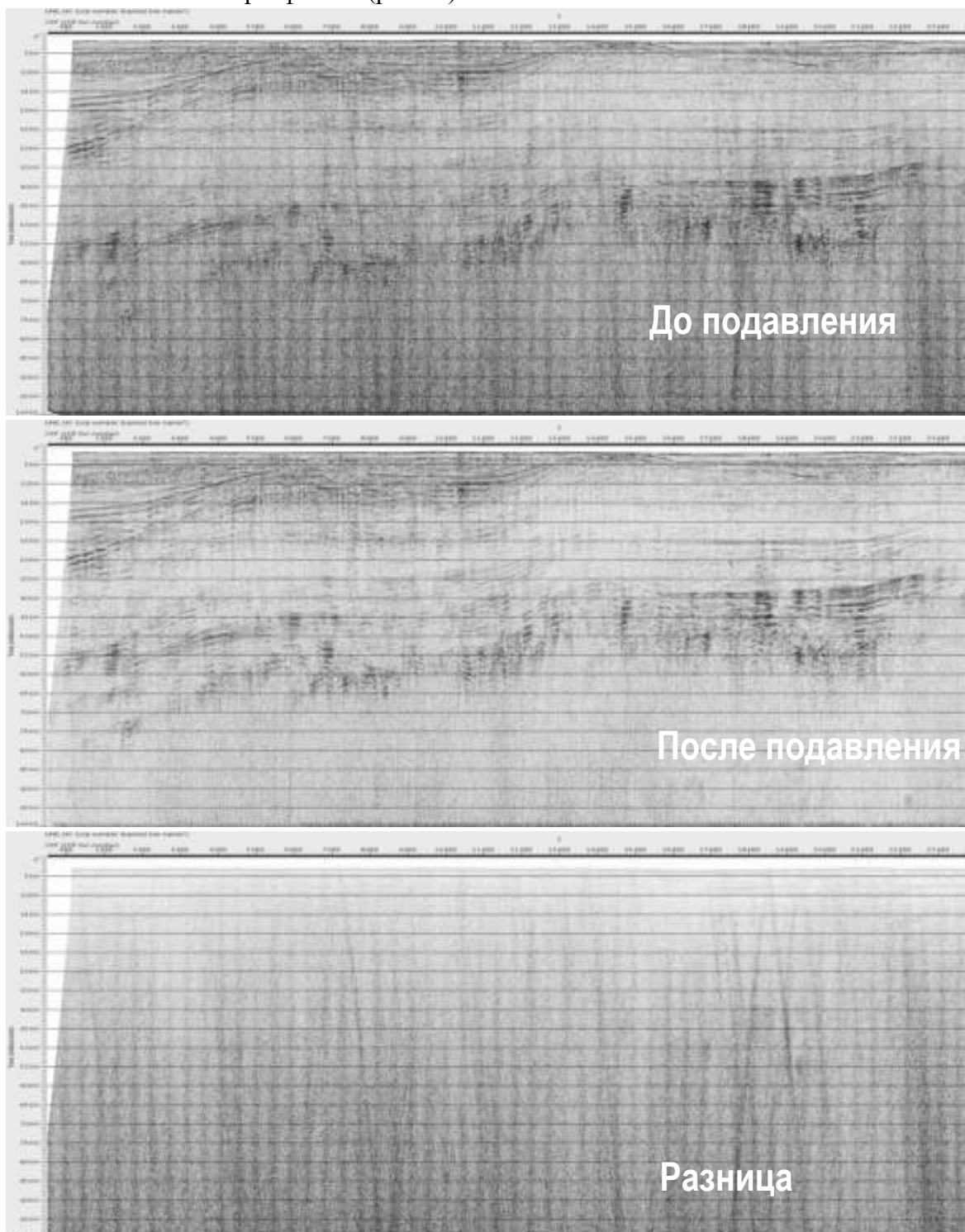


Рис.58. Пример подавления линейных помех.

Моделирование и адаптивное вычитание кратных волн

Процедура моделирования и вычитания донно-кратных волн планируется выполнять в обрабатывающем комплексе Prime (Рис.59).

Моделирование кратных волн как правило выполняется двумя способами:

- сверточная модель кратных волн, где в качестве оператора прокрачивания выступают сами данные – SRMP (surface related multiple prediction);

- модель кратных волн, где для формирования оператора прокравивания используется глубинно-скоростная модель среды (поверхности дна) – SBRMP (surface boundary related multiple prediction).

Вычитание обычно производится процедурой адаптивного вычитания полученных моделей из исходных данных в настраиваемых окнах с перекрытиями. Для каждого окна индивидуально подбираются такие параметры как:

- размеры пространственных окон осреднения трасс вдоль заданной входной сортировки и вдоль линий равных удалений,
- уровень белого шума,
- компенсация за разброс амплитуд по времени,
- длительность оператора фильтра в отрицательном и положительном временах,
- частотный диапазон расчета фильтра.

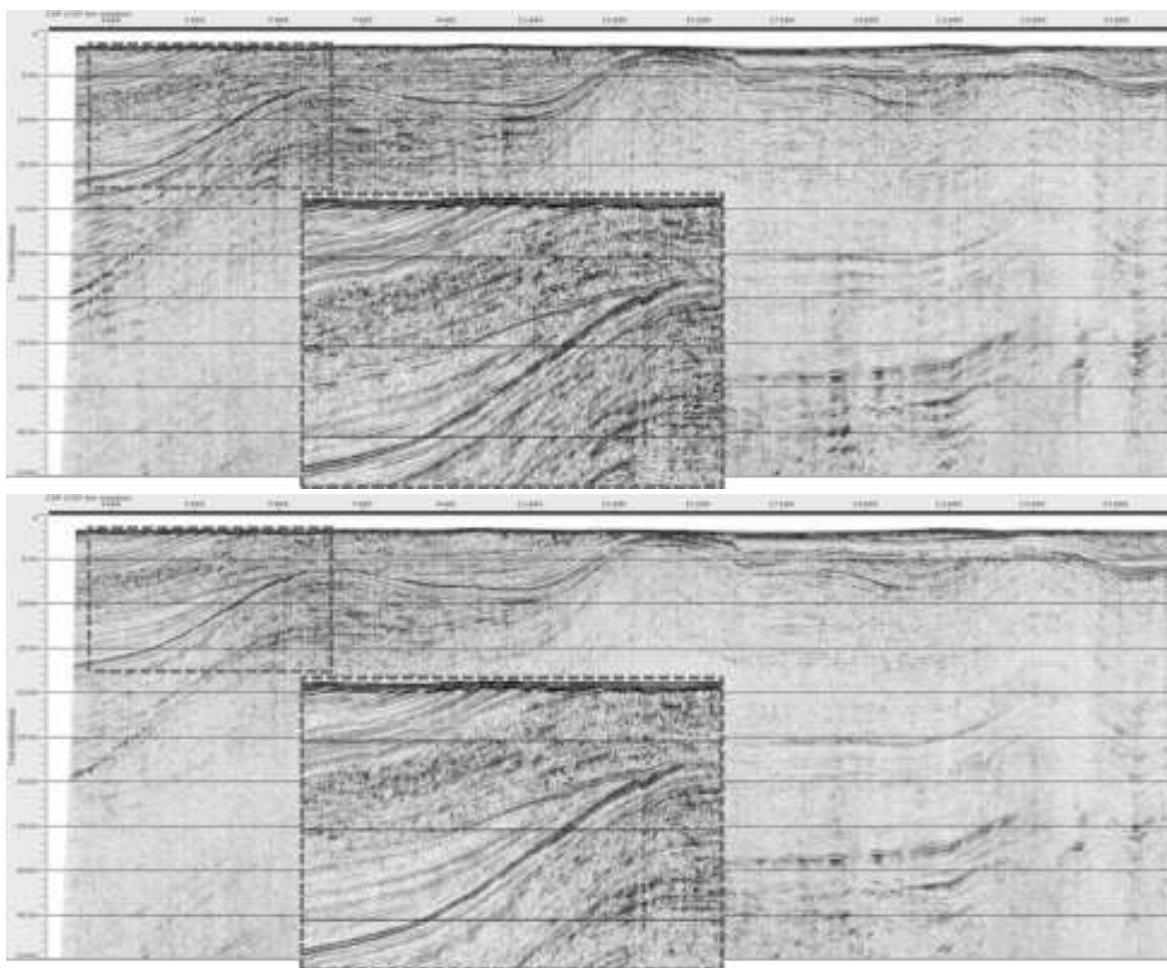


Рис.59. Пример подавления кратных волн.

Подавление волн спутников

В традиционных морских сейсмических съемках воздушные пушки и косы располагаются на определенных глубинах ниже уровня моря. Волны – спутники образуются при отражении падающей и восходящей волны от поверхности моря.

Волны - спутники в сейсмической записи проявляют себя в виде провалов на амплитудном - частотном спектре.

Подавление волн-спутников за ПП и ПВ планируется производить путем моделирования волнового поля в FK области с последующим вычитанием из данных (рис.60).

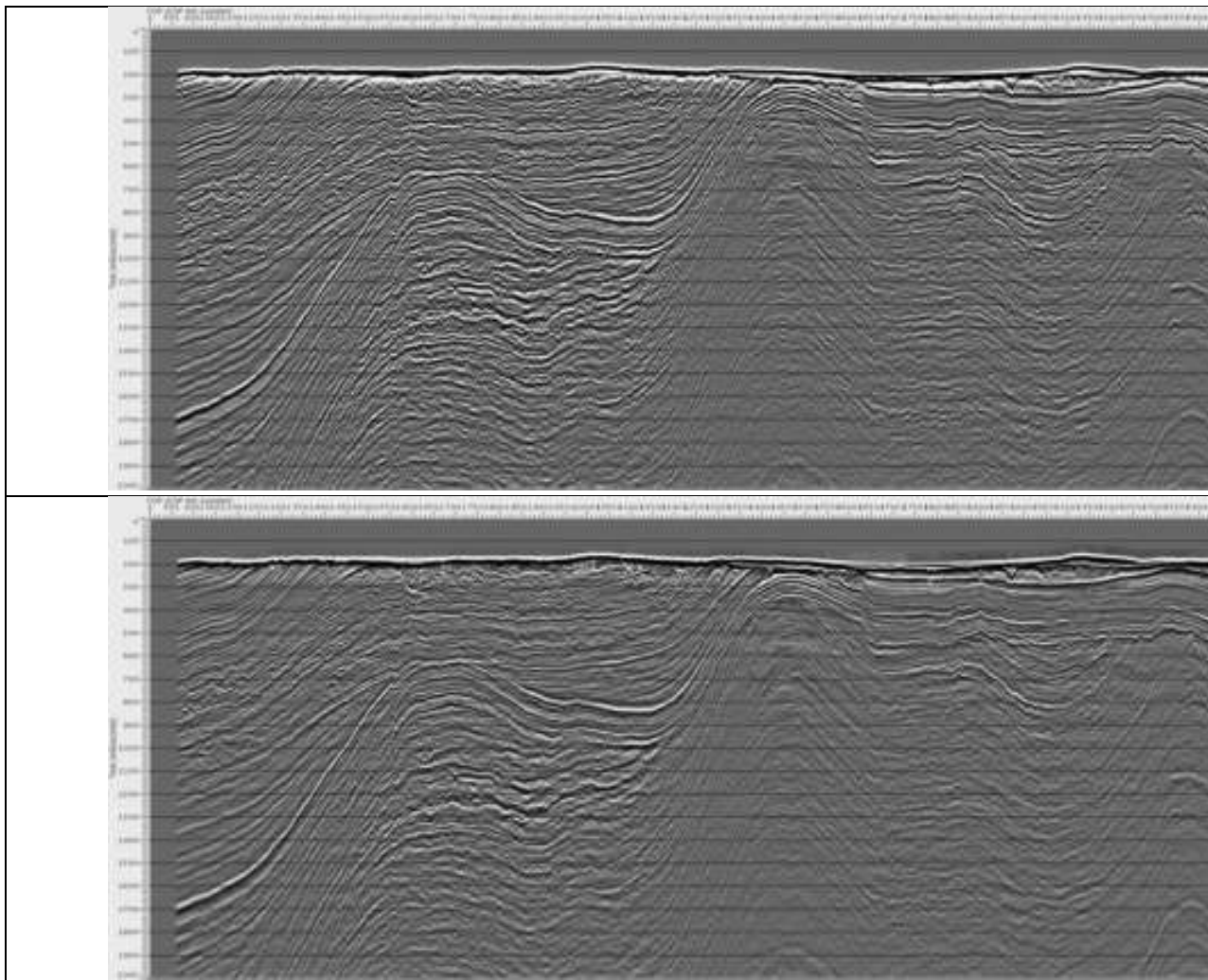


Рис.60. Пример подавления волн-спутников

Временная миграция до суммирования

Основной целью данного этапа обработки будет являться подбор скоростной модели для временной миграции до суммирования и временная анизотропная миграция Кирхгофа по сейсмограммам (рис.61).

Для расчета остаточной кинематики планируем использовать автопикировку медленностей по сейсмограммам, мигрированным с тестируемым шагом, с дополнительным шумоподавлением. Увязка скоростной модели планируем производить в специализированном ПО по горизонтальным срезам через 20мс с параметрами, также требующими тестирования. После чего будет получен куб увязанной уточненной скоростной модели.

Расчет параметра анизотропии будет производиться при помощи автоматического анализа остаточной кинематики 4-го порядка по мигрированным сейсмограммам с примененным широким угловым мьютингом (рис.62).

Далее производится тестирование параметров миграции (величина апертуры, максимальный угол, анти-аляйсинговый фильтр). После выполняется временная анизотропная миграция до суммирования (PSTM).

По сейсмограммам после PSTM с широким угловым мьютингом и дополнительным шумоподавлением будет выполнен расчет остаточной кинематики 2-го и 4-го порядка в автоматическом режиме. На выходе получены соответствующие поля остаточных кинематических поправок 2-го порядка для ближних удалений и 4-ого порядка для дальних удалений.

После контроля рассчитанных кинематических поправок будет произведен их ввод в мигрированные сейсмограммы.

На рис.63. показан пример увязки скоростной модели.

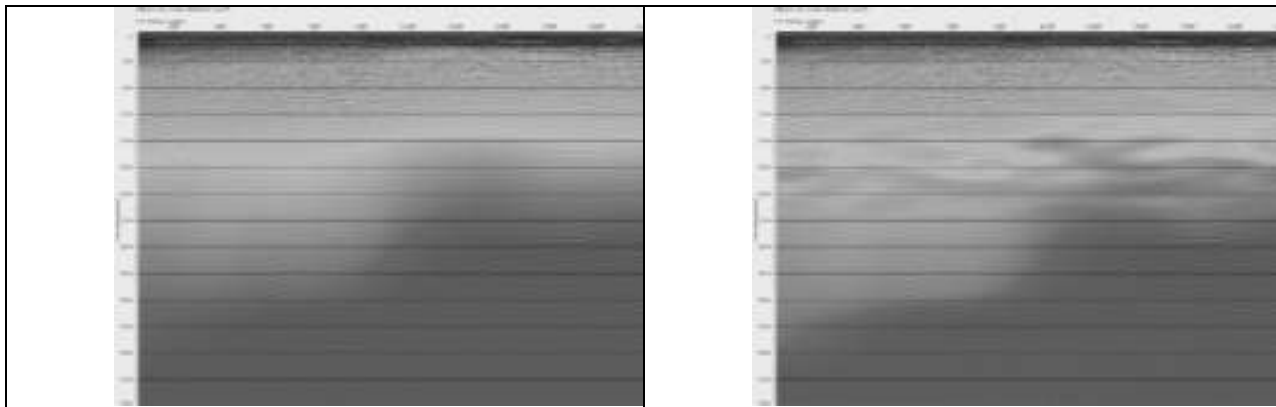


Рис.61. Пример уточнения скоростной модели.



Рис.62. Пример параметра анизотропии

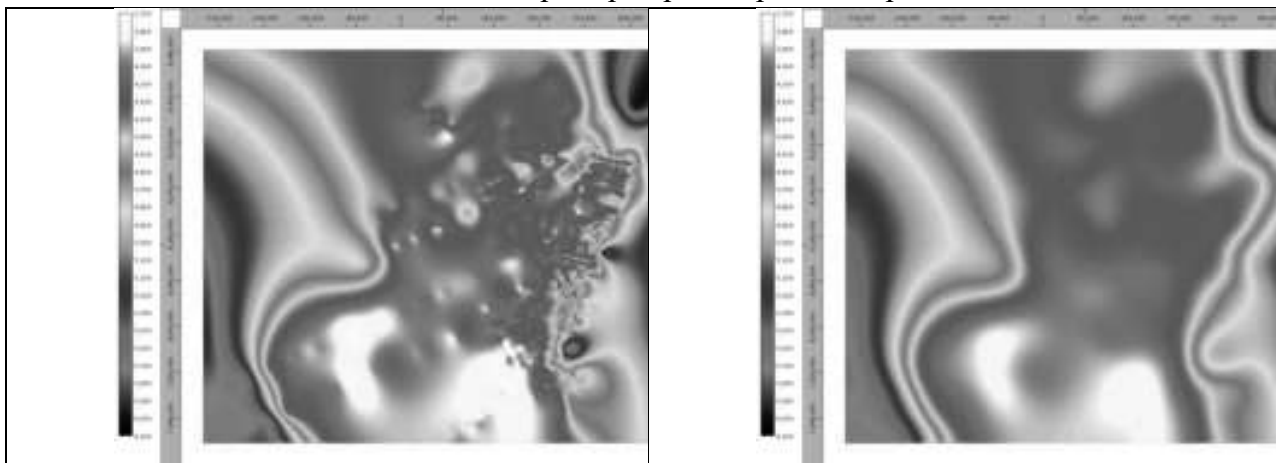


Рис.63. Пример увязки скоростной модели

3.3.1.1.2. Интерпретационное сопровождение обработки сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D (ИСО).

Интерпретация сейсмических данных выполняется на основе интерпретационного сопровождения обработки (ИСО). Работы будут проводиться специалистами подрядчика АО «Росгеология» (договор ОАО «МАГЭ» с ОАО «Росгеология» № 02/2-38 от 17.06.2020 г.)

При ИСО осуществляется:

- Расчет синтетических сейсмограмм по имеющимся скважинам, при наличии в них акустического и плотностного каротажей и данных ВСП.
- Оценка сейсмических сигналов с учетом скважинных данных.
- Корреляция опорных отражающих горизонтов и расчет по ним сейсмических атрибутов RMS и когерентности;
- Определение полигонов, горизонтов и интервалов для применения параметров процедур обработки.

Для обеспечения ИСО сейсмических данных группа обработки должна предоставлять в группу интерпретации следующие данные после каждого этапа обработки:

- Сейсмограммы ОГТ в окрестностях опорных скважин и/или по характерным профилям.
- Мигрированные профили или части профилей с миграцией после суммирования в окрестностях опорных скважин.
- Результаты и иллюстрации тестирования этапов обработки.
- Разрезы скоростей (суммирования, миграции).
- Другие необходимые материалы по запросу Заказчика и группы интерпретации.

3.3.1.1.3. Интерпретация вновь полученных и ретроспективных сейсмических данных МОВ ОГТ.

Интерпретация сейсмических данных по вновь полученным и ретроспективным сейсмическим данным выполняется подрядчиком АО «Росгеология» согласно ТГЗ по договору № 02/2-38 от 17.06.2020 г. с привлечением подрядной организации АО «Дальморнефтегеофизика».

Интерпретация сейсмических данных по вновь полученным и ретроспективным сейсмическим данным общим объемом не менее **26 200 пог. км (8900 п.км+17300 п.км)** выполняется в следующей последовательности:

1. Оценка качества входной геолого-геофизической и промысловой информации.
2. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов.
- 3 Корреляция опорных и целевых отражающих горизонтов.
4. Выделение и детальное трассирование тектонических нарушений с учётом региональных представлений о тектоническом строении района работ. Ранжирование тектонических нарушений по типам генерации.
5. Построение карт изохрон по опорным и целевым отражающим горизонтам.
6. Выбор и обоснование методики структурных построений.
7. Построение структурных карт по опорным и целевым горизонтам.
8. Построение карт изопахит (толщин) основных интервалов разреза.
9. Палеотектонический анализ на основе выравнивания волнового поля по границам перерывов осадконакопления. Составление тектонической схемы района работ.

10. Сейсмостратиграфический анализ.

11. Уточнение межскважинной корреляции ГИС с учётом сейсмостратиграфического расчленения сейсмических разрезов и увязки с ними разрезов скважин.

12. Динамический анализ волнового поля. Расчет сейсмических атрибутов.

13. Сейсмофациальный анализ (кластеризация) отражений в пределах целевых и перспективных интервалов разреза.

14. Исследование природы амплитудных сейсмических аномалий на основе одномерного и двумерного (AVO/AVA) моделирования.

Оценка качества входной геолого-геофизической и промысловой информации

При оценке качества входной геолого-геофизической и промысловой информации будет выполнено следующее:

- Создание цифровой базы данных интерпретационного проекта.
- Оценка качества сейсмических и скважинных данных. Определение возможности их использования для решения поставленных геологических задач.
- Увязка суммарных временных разрезов в пределах изучаемой площади в точках пересечения профилей, а также с волновыми полями прошлых лет. Построение схем/карт остаточных невязок.
- Проверка полноты и качества данных акустического (АК) и плотностного каротажей, а также степени влияния размеров каверн на измерения АК и плотностного каротажа с их коррекцией при необходимости.

Методика интерпретации сейсмических данных МОВ ОГТ 2D

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Используя материалы ВСП/СК, результаты одномерного сейсмического моделирования (по данным акустического и плотностного каротажа); определение полярности сейсмических сигналов, проверка сейсмического импульса на соответствие нуль-фазовой форме и его латеральной устойчивости в пределах исследуемого района работ.

С целью оптимального отображения в волновом сейсмическом поле опорных горизонтов сейсмических комплексов по скважинам акватории Охотского моря будут рассчитаны синтетические сейсмограммы во временном интервале, охватывающем целевой диапазон разреза. Расчет выполняется стандартным способом посредством свертки коэффициентов отражения с выделенным из сейсмической записи волновым импульсом. Исходными данными для построения трассы коэффициентов отражения будут служить данные акустического (АК) и плотностного каротажей. При отсутствии экспериментальных данных по скважинам плотностные параметры будут получены по материалам АК с использованием преобразования Гарднера, которое основано на эмпирической зависимости между скоростью и плотностью пород. Для увязки скоростных значений, полученных по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и АК будет использована операция калибровки акустической кривой к вертикальному годографу ВСП.

После завершения *этапа временной миграции до суммирования* графа обработки, полученные данные, будут загружены в рабочие станции, и начнется формирование базы данных проекта.

После выбора опорных отражающих горизонтов и их привязки к скважинам будет выполнена корреляция временных разрезов (отражающих горизонтов, дизъюнктивных дислокаций различного ранга и кинематики).

Будет выработана модель геологического строения площади исследований, намечены и выявлены структурные, стратиграфические, сейсмофациальные, волновые и прочие геолого-геофизические признаки, и предпосылки прогноза нефтегазоносных объектов.

Современные технологии преобразования исходных данных позволят выделить элементы структуры латеральной и вертикальной неоднородности изучаемого разреза земной коры, как раздельно по методам, так и совместно – на основе кластерного анализа, что значительно повышает информативность интерпретации.

В качестве основного программного обеспечения для интерпретации сейсморазведочных данных будут использованы интерпретационные комплексы **Geoframe (Schlumberger) и Kingdom (IHS)** или аналогичные им на базе рабочих станций Dell и современных ПК.

Интерпретация сейсмических данных выполняется по временным разрезам и их модификациям, увязанным с результатами исследований прошлых лет. Для привязки сейсмических горизонтов будут использованы биостратиграфические данные и данные ГИС (наиболее полно охарактеризованные комплексом кривых ГИС) по разрезам следующих скважин: Одоптинская 1, 3, 4, Пильтун - Астохская 1, 4, Аркутунская 1, Дагинская 1, Венинская 1, Чайвинская 1, Лунская 1, Киринская 1, Лебяжинская 1, Западно-Сухановская 1, Магаданская 1. В процессе работы будут использованы заключения по фауне и флоре в разрезах скважин, фондовые отчеты, опубликованные данные по геологии и биостратиграфии, выполненные специалистами ООО «СахалинНИПИморнефть». На основании выделенных комплексов диатомовой флоры, фораминифер, палинофлоры, с учетом данных литологии и стандартного каротажа будут составлены схемы корреляции кайнозойских отложений изучаемого района.

Корреляция опорных и целевых отражающих горизонтов. Для решения поставленных задач будут использованы подходы сейсмической стратиграфии, основные идеи и положения которой подробно рассмотрены в работе [45], а впоследствии развивались и успешно применялись в исследованиях зарубежных и российских геологов. В процессе прослеживания отражающих горизонтов используется совокупность кинематических и динамических сейсмических атрибутов. При их комплексном анализе осуществляется корреляция отражающих границ волнового поля в пространстве, путем прослеживания наиболее ярко выраженных экстремумов (или перехода через 0) волнового поля, при этом главным образом учитывают признак подобия соседних сейсмических трасс.

Выделение и детальное трассирование тектонических нарушений с учётом региональных представлений о тектоническом строении района работ. Ранжирование тектонических нарушений по типам генерации. Критерием надежности выделения нарушения является проявление этого нарушения по нескольким признакам на сейсмических разрезах. При этом целесообразно использование в геологической модели тех тектонических нарушений, которые наиболее надежно выделяются по материалам сейсморазведки и могут оказывать влияние на формирование залежи и перспективы нефтегазоносности района работ.

Анализ скоростей, построение глубинно-скоростной модели. Модели скоростного строения среды необходимы для структурных построений, перевода временных разрезов из масштаба времен в масштаб глубин, а также совмещения данных бурения и сейсморазведки, для прогноза состава и свойств пород.

Данные ВСП (СК) являются первоочередной и опорной информацией о скоростной характеристике разреза. При обработке данных ВСП и СК значения уровня приведения и скорости, используемой для приведения к этому уровню, должны быть согласованы со значениями, используемыми в том же районе при обработке полевых сейсмических материалов; выбор границ при определении средних, пластовых и интервальных скоростей должен быть согласован с положением границ, по которым проводятся структурные построения при интерпретации материалов сейсморазведки.

При ограниченном числе скважин или существенной неравномерности расположения их на площади исследования, скоростную модель рассчитывают путем пересчета эффективных скоростей, найденных по горизонтальным спектрам скоростей сейсмограмм ОСТ, которые обычно сглаживаются и используются в качестве трендовых. Полученные данные привязываются к имеющимся скважинам.

Если имеется несколько источников информации о скоростях, необходимо для идентичных границ и интервалов разреза согласовывать данные с учетом их надежности, а также возможного влияния анизотропии и неоднородности на результаты различных способов определений скорости.

Результаты построения скоростной модели представляются в виде зависимостей средней скорости от глубины и/или времени t_0 , в виде карт средних скоростей до границ, карт пластовых (интервальных) скоростей между границами, а также в виде одно, двух и трехмерных скоростных моделей изучаемой среды. Полученная скоростная модель позволяет перейти к построениям структурных карт по опорным и целевым горизонтам.

Построение карт изохрон, структурных карт по опорным и целевым горизонтам, а также карт изопахит (толщин) основных интервалов разреза будет осуществляться в ПО **Geoframe**. Картирование в комплексе GeoFrame реализуется в модуле CPS-3, содержащем алгоритмы для моделирования поверхностей, анализа картирования X, Y, Z данных, используемых в нефтяной геологии. Подобный набор программных модулей обеспечивает создание сеток, контуров, профилей карт района работ.

Пакет обеспечивает возможность работы как с поверхностью (равномерная сетка), так и с отдельными X-Y-Z данными (неравномерная сетка), включая операции с одной или несколькими поверхностями, обратную интерполяцию, зональное осреднение, математические операции с контрольными точками и миграцию сейсмических данных.

Процесс создания карт в CPS-3 представляет собой последовательное наложение друг на друга информационных слоев, каждый из которых содержит строго определенную информацию (скважины, сеймика, полигоны) и другую вспомогательную информацию. CPS-3 обеспечивает полный набор прямых и обратных преобразований различных систем координат. Эти преобразования могут быть скомбинированы с другими математическими операциями, включая масштабирование, ограничение зоны расчета сетки грида и т.д.

Все данные из проекта CPS-3 могут быть выгружены в формат ASCII.

Рабочий граф представляет собой итеративный процесс, объединяющий в себе результаты интерпретации, получаемые исполнителями проекта. Последние одновременно рассматривают, редактируют и интерпретируют данные и промежуточные

результаты на каждом этапе исполнения проекта. Работа каждого этапа передаётся в проектную базу данных, которая обновляется в реальном времени.

В качестве регламентирующих будут использованы документы: «Инструкция по оценке качества структурных построений и надёжности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах не нефть и газ)»; Москва, 1984 г. и «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчёта запасов нефти и газа», Москва, 2006 г.

При получении результатов окончательной обработки сейсморазведочных данных по построению глубинно-скоростной модели и глубинной миграции до суммирования, полученные структурные карты будут актуализированы с целью выявления и устранения погрешностей создаваемой геологической модели объекта исследований и последующих видов анализов.

Палеотектонический анализ на основе выравнивания волнового поля по границам перерывов осадконакопления. Составление тектонической схемы района работ.

Палеотектонический анализ выполняется для реконструкции основных тектонических событий в истории Охотоморского региона и установления общих закономерностей формирования и развития структур разного ранга, определяющих морфологический облик акватории, фациальные условия, состав и структуру осадочных отложений.

Реперами тектонических и эвстатических событий прошлого в осадочном разрезе являются региональные сейсмические горизонты, выделяемые и прослеживаемые в пределах акватории при выполнении сейсмостратиграфического анализа.

При региональных палеотектонических построениях наиболее информативными являются анализ мощностей сейсмокомплексов и анализ фаций (литолого-фациальный анализ) слагающих их отложений.

Анализ мощностей – метод палеотектонического анализа, заключающийся в составлении в изолиниях карт распределения равных мощностей разновозрастных толщ в бассейнах осадконакопления, выделении на картах площадей с максимальными и минимальными величинами мощности и интерпретация их как тектонических впадин или поднятий на основе правила, что в мелководных бассейнах мощность накопившихся пород соответствует величине тектонического погружения их дна. Метод позволяет дать количественную оценку вертикальной амплитуды отрицательных колебательных движений.

Анализ фаций – метод палеотектонического анализа, заключающийся в составлении по данным изучения разрезов в естественных обнажениях и керна буровых скважин специальных фациальных карт, на которых показано распределение пород, сформировавшихся в определенных физико-географических условиях и интерпретации распределения фаций по площади для выделения качественной характеристики тектонических движений.

Для решения поставленной в ТЗ задачи будут использованы построенные карты мощности выделенных сейсмокомплексов, литолого-фациальные и палеогеографические карты. Литолого-фациальные карты представляют генерализованную информацию, полученную при сейсмифациальном анализе сейсмических данных.

Сейсмостратиграфический анализ. Сейсмостратиграфия представляет собой современное направление структурной сейсморазведки, задачей которого является

изучение закономерностей распределения осадочных комплексов геологического разреза. Методы сейсмической стратиграфии наиболее эффективны при изучении районов, где объем геологической информации, полученной при изучении скважин и обнажений минимален.

Расчленение временного разреза на сейсмические комплексы и их анализ (анализ сейсмических комплексов) позволяют выделить основные сеймостратиграфические подразделения в осадочной толще. Интерпретация сеймофациальных единиц (сеймофациальный анализ) создает представление об обстановке осадконакопления и о литологическом составе отложений. Сочетание этих двух видов анализа представляет собой мощный геолого-поисковый метод, успешно применяемый при проведении разномасштабных нефтепоисковых работ.

На этапе региональных исследований временной сейсмический разрез разделяется на возрастные единицы, их анализ позволяет построить хроностратиграфическую схему. Возраст сеймостратиграфических единиц определяется их привязкой к разрезам скважин или естественных обнажений, охарактеризованных палеонтологическим, палеомагнитным и радиологическим материалом. Последовательный возрастной ряд сеймостратиграфических единиц образует объективную шкалу событийной стратиграфии. Она раскрывает этапность развития осадочного бассейна или его отдельных фрагментов. Изохронная природа подавляющего большинства сейсмических отражений позволяет проводить их надежную объективную корреляцию на большие расстояния (сотни и тыс. км). Особенно она важна для разнофациальных разрезов, когда их сопоставление по биостратиграфическим и другим данным вызывает большие трудности и имеет большой субъективизм.

По результатам сеймостратиграфического анализа будет выполнено построение схемы, иллюстрирующей критерии выделения границ комплексов и их соотношение с границами свит и нефтегазоносных комплексов.

Динамический анализ волнового поля. Расчет сейсмических атрибутов. Главной целью динамического анализа, является установление количественных связей между динамическими параметрами сейсмической записи и геологическими параметрами среды.

На основании закономерностей, выявленных при проведении литологических исследований керн, а также результатов анализа ГИС-фаций, будет разработана модель возможных геологических ситуаций, которые как уже определены, так и могут быть еще выявлены. Например, глинизация пород-коллекторов всего пласта или одной из его частей (верхняя, средняя или нижняя), изменение пористости, появление в целевых отложениях слоев с аномально-высокими (низкими) значениями акустического импеданса, выявлением зон повышенной трещиноватости и т. д. В результате выделяется группа наиболее информативных атрибутов для прогнозирования петрофизических свойств целевых отложений.

В ходе выполнения динамического анализа сейморазведочной информации используются различные атрибуты сейсмической записи. Сейсмический атрибут подразумевает под собой всю информацию, которую можно получить из сейсмических данных прямыми измерениями, логическим или опытным путями. Иными словами, атрибут - это определяемое по волновому полю значение, характеризующее какое-либо свойство колебаний. Величины атрибутов зависят от способа их оценки, от технических особенностей обработки сейсмических данных и от величины временного интервала, в

пределах которого вычисляется значение атрибута. Сейсмические параметры рассчитываются на основе исходных сейсмических амплитуд, либо во временной области, либо в частотной. При этом для анализа применимы следующие атрибуты: объемные атрибуты (рассчитываются для каждого сейсмического отсчета амплитуда, мгновенная фаза, мгновенная частота, акустический импеданс, когерентность или подобие); атрибуты горизонта (частный случай интервала – параметры рассчитываются по горизонту и связаны с горизонтом, к ним относятся: наклон, азимут, производные и т. д.); атрибуты интервала (параметры, такие как: среднеквадратичная амплитуда, сумма амплитуд, средняя энергия, ширина частотного спектра, преобладающая частота и т. д., рассчитываются по части трассы во временном окне).

В процессе работы по объекту и динамического анализа будут подобраны и проанализированы наиболее значимые для решения поставленных задач сейсмические атрибуты.

Сейсмофациальный анализ (кластеризация) отражений в пределах целевых и перспективных интервалов разреза.

Сейсмофация представляет собой картируемую пространственно обособленную трехмерную совокупность отражений, облик которых заметно отличается от облика соседних совокупностей отражений внутри сейсмокомплекса. Кластеризация (выделение сейсмофаций) необходима для построения сейсмофациальных карт и обоснования перспективных объектов. В настоящей работе будет использован анализ основных параметров сейсмических отражений, используемые при сейсмофациальном анализе и с учетом особенностей геологического строения изучаемого региона:

- *конфигурация отражений* позволяет установить основные характеристики напластований, по которым можно судить о процессах седиментации и эрозии и о палеорельефе; а также контакты разных флюидов («плоские» отражения);

- *непрерывность отражений* связана с непрерывностью пластов; непрерывные отражения свидетельствуют о наличии распространенных на большой площади равномерно напластованных отложений.

- *амплитуда отражений* несет информацию об изменении скорости волн и плотности на границе раздела пород и их взаимном расположении. Амплитудная характеристика используется при прогнозировании латеральной изменчивости напластований и зон насыщенности углеводородами.

- *частота отраженной волны* является параметром, зависящим от природы сейсмического импульса, но она зависит также от мощности пластов, от взаимного положения отражающих границ или латеральной изменчивости интервальной скорости, например, в связи с газовыми залежами.

- *интервальная скорость* зависит от литологического состава и пористости пород, а также типа насыщающего флюида.

- *геометрическая форма* сейсмической фациальной единицы и ее расположение относительно других фациальных единиц позволяют определить региональную обстановку осадконакопления, источник осадочного материала и геологические условия осадконакопления.

С учётом сеймостратиграфического расчленения сейсмических разрезов и увязки с ними разрезов скважин будет проведено уточнение межскважинной корреляции ГИС.

С целью изучения особенностей распространения основных комплексов отложений осадочных бассейнов Охотского моря будут построены корреляционные схемы и 2D литологические модели по наиболее характерным профилям.

Исследование природы амплитудных сейсмических аномалий на основе одномерного и двумерного (AVO/AVA) моделирования и установление их возможной связи с литологией, параметрами ФЕС, типом насыщающего флюида и мощностью перспективных на УВ объектов/пластов (1000 пог. км).

Исследование сейсмических волновых полей на основе AVO-моделирования будет выполнено с использованием ПО *Promax*. Для прогноза геологического разреза, включающего оценку классов коллекторов и перспективности выделенных резервуаров, планируется проведение AVO-анализа в объеме **1000 пог. км**. Данный объем получен из опыта сейсморазведочных наблюдений, выполненных по Государственным контрактам в Беринговом, Охотском морях и на подводной окраине Восточной Камчатки. Так, результаты работ показали, что для решения геологических задач на региональном этапе ГРП объем сейсмических разрезов, проанализированных методом AVO должен составлять 10-15% общего объема сейсморазведки, предусмотренного Техническим (геологическим) заданием.

Сейсмические разрезы (1000 пог. км) для AVO-преобразований выбираются после предварительного анализа всех разрезов МОГТ-2D с целью выявления на сейсмической записи волновых аномалий («яркое пятно» и т.п.), являющихся возможными индикаторами наличия в породах УВ.

AVO-анализ базируется на изменении зависимости коэффициентов отражений от угла подхода луча. Этот коэффициент является функцией скорости распространения продольных и поперечных волн, значение которой во многом зависит от флюидонасыщения пород. При проведении анализа рассчитывается набор атрибутов, который, исходя из многолетнего опыта работ, является оптимальным при выделении в разрезе осадочного чехла УВ-содержащих коллекторов. К ним относятся сейсморазрезы больших и малых углов неполнократного суммирования, атрибут интерцепта (I), градиента (G), их свертки (I*G), свертки интерцепта, градиента с коэффициентом корреляции (I*G*коэфф. корр.), а также атрибут флюид-фактора (FF). На заключительном этапе выполняется привязка выделенных AVO-аномалий соответствующему классу коллекторов. AVO анализ будет выполнен с использованием ПО *Promax*.

3.3.1.2. Гравиразведка.

Обработка гравиразведочных данных в объеме 8 900 пог. км выполняется с использованием пакета ПО «Geosoft Oasis Montaj».

Увязка данных и ввод необходимых поправок, составление каталога гравиметрических пунктов, вычисление СКП измерений, выполнение целевых трансформаций, построение графиков и карты (схемы) изаномал силы тяжести и целевых трансформант, выделение локальных аномалий.

Интерпретация. Выявление тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента, построение плотностных разрезов осадочного чехла и фундамента.

Обработка гравиразведочных данных в объеме 8900 пог. км (в 2021 г. 8900 пог. км) будет осуществлена в рамках подрядных работ АО «Росгео» специалистами АО «Южморгеология».

Камеральная обработка гравиметрических данных будет выполнена в соответствии с требованиями инструкции по морской гравиметрической съемке ИГ-78 [17]. Процедуры обработки гравиметрических данных включают в себя следующее:

- Загрузка гравиметрических и навигационных данных в базу данных с шагом дискретизации записи гравиметра;
- Введение поправки за лунно-солнечные вариации и земные приливы;
- Введение поправки за дрейф (смещение нуля-пункта) гравиметра;
- Расчет и введение поправки Этвеша;
- Введение поправки за нормальное поле Земли;
- Расчет аномалий в свободном воздухе;
- Отбраковка ошибочных или некондиционных данных;
- Уравнивание аномалий в свободном воздухе (с использованием полинома не выше 1-го порядка);
- Статистический анализ невязок в точках пересечений съёмочных профилей и вдоль линий повторных профилей, оценка среднеквадратической погрешности съемки;
- Расчет топографических поправок;
- Расчет аномалий силы тяжести в редукции Буге по алгоритму 3D с использованием значений плотности 2,30; 2,67 г/см³;
- Пересчет аномалий на равномерную сеть данных (гриддинг), анализ качества сеток (гридов);
- Составление каталога гравиметрических пунктов (составляется в междуведомственном формате (МВФ));
- - Построение графиков и карт изоаномал в редукциях в свободном воздухе и Буге с плотностью промежуточного слоя 2,30; 2,67 г/см³, оптимальной плотностью (аномалии Буге рассчитываются с учетом трехмерной поправки за рельеф)
- - Выделение локальных аномалий силы тяжести;
- - Расчет целевых трансформант;
- - Построение карт трансформантов;
- - Создание окончательного каталога аномалий поля силы тяжести, приведенного к дискретности окончательных навигационных данных P1/90.

3.3.1.3. Гидромагнитная съемка.

Обработка гидромагниторазведочных данных в объеме 8 900 пог. км выполняется с использованием пакета ПО «Geosoft Oasis Montaj».

Увязка данных, ввод необходимых поправок, составление каталога магнитометрических пунктов, вычисление СКП съемки, расчет целевых трансформант, построение графиков и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант, выделение локальных аномалий.

Интерпретация. Выявление тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента, выявление магнитных объектов в осадочном чехле, прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента.

Обработка магниторазведочных данных в объеме **8900 пог. км** (из них – 8900 пог. км в 2021 г.) будет проведена специалистами подрядной для АО «Росгео» организацией АО «Южморгеология».

После завершения полевых работ для дальнейшей камеральной обработки и интерпретации представляются следующие материалы:

- информационный отчет;
- исходные файлы с зарегистрированной магнитометрической информацией (с описанием форматов);
- журнал вахтенного оператора;
- таблицы оценок точности;
- файлы с результатами полевой обработки материалов магнитометрических измерений.

Камеральная обработка магнитометрических данных будет выполняться по стандартной методике в соответствии с инструкцией по магниторазведке [18]. Последовательность обработки включает следующие пункты:

- Загрузка магнитометрических и навигационных данных в базу данных;
- Корректировка данных по прямолинейным участкам (с пересчетом координат на точку измерения магнитного поля);
- Удаление единичных выбросов (импульсных помех), фильтрация высокочастотных помех, отбраковка ошибочных или некондиционных данных;
- Введение поправки за нормальное поле Земли (IGRF);
- Загрузка данных МВС, оценка и учет временного сдвига в магнитометрических данных;
- Введение поправки за вариации магнитного поля по данным с магнитновариационной станции;
- Помаршрутная увязка магнитного поля по пересечениям опорных и рядовых маршрутов и профилей предыдущих съемок;
- Статистический анализ невязок в точках пересечений съёмочных профилей и профилей предыдущих съемок, оценка среднеквадратической погрешности съемки;
- Составление каталога магнитометрических пунктов приведенного к дискретности окончательных навигационных данных P1/90;
- Выделение локальных аномалий.
- Расчеты целевых трансформант магнитного поля и параметров глубинного строения осадочного чехла и фундамента;
- Построение графиков и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант.

3.3.2. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных.

Интерпретацию материалов сейсморазведки МОГТ-2D в объеме **26200** пог. км (8900 п.км полученных данных и 17300 пог. км ретроспективных материалов) планируется выполнить в несколько взаимосвязанных этапов.

После обработки, полученные данные, будут загружены в рабочие станции, и начнется формирование базы данных проекта и корреляция временных разрезов (отражающие горизонты, дизъюнктивных дислокаций различного ранга и кинематики).

На втором этапе будет выработана модель геологического строения площади исследований, намечены и выявлены структурные, стратиграфические, сейсмофациальные, волновые и прочие геолого-геофизические признаки, и предпосылки прогноза нефтегазоносных объектов.

Комплексная интерпретация сейсморазведочных, грави – и магниторазведочных данных позволит прогнозировать вещественный состав пород фундамента и выделить глубинные разломы. Основными этапами комплексной интерпретации геолого-геофизических данных являются: интерпретация данных гравиразведки и дифференциальной гидромагнитной съемки; обработка и интерпретация данных ГИС; интерпретация новых и ретроспективных сейсмических данных общим объемом не менее 24800 пог. км; определение перспектив нефтегазоносности района работ.

Современные технологии преобразования исходных данных позволят выделить элементы структуры латеральной и вертикальной неоднородности изучаемого фрагмента земной коры, как раздельно по методам, так и совместно – на основе кластерного анализа, что значительно повышает информативность интерпретации.

В качестве основного интерпретационного пакета сейсморазведочных данных будут использованы интерпретационные комплексы *Geoframe (Schlumberger) u Kingdom (IHS)* или аналогичных на базе рабочих станций Dell и современных ПК.

Интерпретация сейсмических данных выполняется по временным разрезам и их модификациям, увязанным с результатами исследований прошлых лет. Для привязки сейсмических горизонтов будут использованные биостратиграфические данные и данные ГИС по скважинам акватории Охотского моря. Интерпретация будет заключаться в последовательном решении следующих задач:

- Интерпретация данных гравиразведки и дифференциальной гидромагнитной съемки.
- Обработка и интерпретация данных ГИС.
- Актуализация схем тектонического и нефтегазогеологического районирования шельфа Охотского моря в пределах полигона работ.
- Определение перспектив нефтегазоносности района работ.

Интерпретация данных гравиразведки и дифференциальной гидромагнитной съемки будет заключаться в выполнении следующих работ:

- Построение плотностных разрезов осадочного чехла и фундамента.
- Построение комплексных сейсмоплотностных и магнитных моделей по профилям и восстановление плотностных и магнитных свойств в пределах профилей. Число профилей согласуется с ФГБУ «ВНИГНИ».
- Выявление магнитных объектов в осадочном чехле. Определение геометрии и

глубины залегания аномалообразующих тел.

- Выделение тектонических нарушений в осадочном чехле и фундаменте.

- Прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента.

Интерпретация данных гравиразведки и гидромагнитной съемки в объеме **8900 пог. км** (каждого метода) будет выполняться подрядной для АО «Росгео» организацией АО «Южморгеология» и будет включать в себя:

- выявление тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента на основе грави-магнитных данных;
- выявление магнитных объектов в осадочном чехле;
- прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента;
- построение плотностных разрезов осадочного чехла и фундамента (в количестве, необходимом для характеристики строения осадочного чехла и фундамента).

Комплексная интерпретация магнитометрических и гравиметрических данных планируется с использованием ПО *ArcGIS, Corel-DRAW, Geosoft Oasis montaj, КОСКАД 3D* и включает в себя:

- построение карт изоаномалий силы тяжести, построение карт графиков напряженности магнитного поля и разрезов осадочного чехла и фундамента;
- районирование аномального магнитного и гравитационного полей площади исследований;
- определение основных источников аномалий гравитационного и магнитного полей, расчет их параметров;
- определение эффективных физических свойств пород верхней части разреза на основе анализа аномального гравитационного и магнитного полей;
- картирование структурно-вещественных неоднородностей фундамента, выделение зон тектонических нарушений осадочного чехла и фундамента, оценка их роли в формировании блоковой структуры осадочного чехла;
- построение плотностных разрезов (геолого-геофизических моделей) осадочного чехла и фундамента;
- выявление магнитных объектов в осадочном чехле, прогноз вещественного состава петрографически неоднородных блоков фундамента.

Результатами обработки вновь полученных гравиметрических и гидромагнитных материалов будут:

- графики и карты (схемы) изаномал силы тяжести и целевых трансформант, карты локальных аномалий аномальных гравитационного в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети формате ASCII-grid;

- графики и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант, карта локальных аномалий в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети в формате ASCII-grid.

Результаты работ АО «Южморгеология», в форматах, соответствующих требованиям Технического (геологического) задания, предоставляются в АО «Росгеология» для формирования единого массива геолого-геофизических данных и передачей ОАО «МАГЭ».

Работы будут выполнены в 2021 г.

Обработка и интерпретация данных ГИС. Для получения качественного материала, исключения расхождений в определении положения кровли, подошвы пластов (горизонтов), их мощностей, а также исключения возможных погрешностей при дальнейшей обработке и интерпретации, будет выполнена *сшивка и увязка данных ГИС* по выбранным опорным скважинам шельфа Охотского моря, к которым будет проводиться привязка опорных и целевых отражающих горизонтов.

Обработка и интерпретация данных ГИС выполняется с целью получения качественных данных для дальнейшего построения схем корреляции и составления геолого-геофизических разрезов.

На первом этапе будет проведено *редактирование отдельных каротажных кривых* по значениям параметров и увязка их между собой по глубине. На данном этапе будет проведена обработка кривых АК и их проверка на предмет соответствия геологическому разрезу и наличие срывов на диаграммах АК (при необходимости). Методика корректировки данных искажений, основывается на коррекции кривой АК, заключается в сопоставлении замера кривой АК и результатов обработки данных ΔT по ВСП. Редакция АК в интервале каверн приводится, путем приведения значений АК к уровню тренда по ВСП.

На втором этапе будут выделены границы стратиграфических горизонтов, проведено литологическое расчленение разрезов скважин, определены положения продуктивных интервалов разреза на месторождениях.

На третьем этапе будет проведено сопоставление разрезов опорных скважин, построение схем корреляции разрезов скважин, составление сводного геолого-геофизического разреза, характеризующего вертикальное литолого-стратиграфическое расчленение и нефтегазоносность разреза осадочного чехла Охотоморского шельфа в пределах полигона работ. Последний, четвертый этап, заключается в построении сейсмогеологических разрезов скважин и последующего сопоставления (привязки) отражающих горизонтов сейсмических данных.

Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин будет выполнена на специализированной рабочей станции с использованием приложений ***WellEdit, WellPix, Composite u Cross Section модуля Geology Office*** интерпретационной системы ***GeoFrame (Schlumberger)***.

Построение петроупругой модели, определение основных литотипов и петрофизическое моделирование изменений параметров резервуара с целью выяснения возможности сейсмического прогноза в опорных скважинах (не более 3-х скважин).

Анализ связей между упругими параметрами и литологией является определяющим при изучении физических свойств пород и позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными. Данные зависимости представляют собой основу для интерпретации атрибутов и свойств, рассчитанных по сейсмическим данным, с целью получения прогнозируемых характеристик продуктивных пластов.

С целью определения упругого параметра, с помощью которого наилучшим образом решается задача разделения разреза на коллектор/неколлектор, необходимо построить гистограммы распределений скорости продольной (V_p), поперечной (V_s) волн, объемной плотности ($RHOV$), акустического импеданса (AI), сдвигового импеданса (SI),

параметра V_p/V_s для каждого целевого интервала. Для петроупругого анализа необходимо использовать как фактические замеры упругих методов по керновым данным, так расчетные, полученная по результатам интерпретации данных ГИС.

Анализ упругих свойств горных пород выполняется через построение серии графиков зависимостей с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие свойства и/или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу и качеству коллекторских свойств.

Согласно концептуальной модели зависимости отношения V_p/V_s от AI , в теории, для изучаемых пластов с ростом пористости должно наблюдаться закономерное уменьшение акустического импеданса. Увеличение глинистости пород приводит к росту показаний отношения V_p/V_s и уменьшению акустического импеданса.

Актуализация схем тектонического и нефтегазогеологического районирования шельфа Охотского моря в пределах полигона работ. Актуализация (уточнение) схем тектонического и нефтегазогеологического районирования района работ является составной частью региональных исследований. Полученные новые данные о строении осадочного чехла и разнопорядковых структурных элементах должны быть отражены в схеме тектонического районирования, являющейся основой для схемы нефтегазогеологического районирования. Новые данные позволяют уточнить геотектоническую позицию, границы и тип осадочных бассейнов и выделяемых нефтегазоносных (НГО) и перспективных нефтегазоносных (ПНГО) областей, основные этапы развития и выделить зональные и локальные объекты.

Определение перспектив нефтегазоносности района работ. Для определения перспектив нефтегазоносности района работ в акватории на региональном этапе исследований по имеющимся геолого-геофизическим данным картируются основные структурные элементы по поверхности акустического фундамента и осадочного чехла, определяются этапы проявления тектоногенеза и эвстатические события и соответствующие им фациальные обстановки формирования отложений и их состав. Полученная комплексная информация позволяет проследить по площади НГО и ПНГО распространение перспективных нефтегазоносных комплексов, выделить зоны возможного нефтегазонакопления, локальные перспективные объекты и очаги нефтегазообразования и выполнить количественную оценку ресурсов.

Выделение и оконтуривание локальных перспективных объектов и их ранжирование. Локальные структурные перспективные объекты выделяются при анализе структурных карт, построенных по основным и целевым сейсмическим горизонтам, и литолого-палеогеографических карт для соответствующих сейсмокомплексов. К перспективным локальным объектам относятся структуры, сопряженные с очагом нефтегазообразования, в разрезе которых прогнозируется коллектор. Ранжирование объектов выполняется по величине локализованных ресурсов (Дл), оцененных соответствующим методом, вероятности структуры, глубины моря и глубины залегания перспективного горизонта.

Выделение перспективных зон для локализации ловушек неструктурного типа.

Перспективные зоны для локализации ловушек неструктурного типа выделяются на основе анализа карт мощностей сейсмокомплексов (карты мощности), условий их

залегания (структурные карты) и обстановок осадконакопления (литолого-фациальные и палеогеографические карты). Зоны для локализации ловушек неструктурного типа могут быть распространены на склонах поднятий, являвшихся областью денудации на определенных этапах геологического развития, и бортах прогибов, где развиты дельтовые отложения, конусы выноса и седиментационные тела.

Оценка ресурсов детерминистическим методом и геологических рисков.

Оценка ресурсов УВ локальных перспективных объектов (Дл) будет производиться объемным методом [38] с учетом геологических рисков, учитывающих [10] вероятность наличия ловушки, коллектора, сохранности залежи, нефтегазоматеринских пород и путей миграции флюида.

Количественная оценка перспективных (D1) и прогнозируемых (D2) ресурсов литолого-стратиграфических комплексов выполняется методом сравнительных геологических аналогий [27]. Перспективы нефтегазоносности комплексов определяются на основе имеющихся геологических и геофизических данных и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в регионе для оценки ресурсов категории D1 или за его пределами (ресурсы категории D2). Перспективные и прогнозируемые ресурсы используются для проектирования региональных и поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ.

Для выбора объекта аналога и определения коэффициента аналогии проводится сравнительный анализ основных критериев нефтегазоносности: тектонотип, время формирования структурного элемента, мощность осадочных отложений, наличие в разрезе коллекторов и покрышек, совокупность процессов, определяющих процесс нефтегазообразования и нефтегазонакопления (генерация, миграция, аккумуляция).

В ходе проведения всех проектируемых видов работ будет создаваться цифровая база геолого-геофизических данных, организованная по видам геоданных и с описанием имени класса пространственных объектов, типов объектов, характеристик объектов. Будет выполнено создание актуализированного ГИС-проекта осадочных бассейнов Охотского моря. ГИС-проект будет подготовлен с использованием программного обеспечения ArcGIS (ESRI). В состав проекта будут включены слои: фактическое расположения профиля (профилей), данные изученности, задействованные при выполнении работ, результаты интерпретации, построения структурных карт, карт изохрон, нефтегеологического районирования и т.д., основные элементы инфраструктуры и предлагаемое расположение участков перспективных геологоразведочных работ.

ГИС-проект будет дополнен отчетными материалами и представлен в виде цифровой базы геолого-геофизических данных в формате ГИС, организованной по видам геоданных с описанием имени класса пространственных объектов, типов объектов, характеристик объектов.

3.3.3. Составление информационных и окончательного геологических отчетов.

В соответствии с условиями Договора №0373100135320000017-0767715-01 от 04 июня 2020 года ОАО «МАГЭ» представляет ФГБУ «ВНИГНИ» ежеквартальные и годовые информационные и окончательный геологический отчеты. В отчетах будут приведены сводные систематизированные результаты работ ОАО «МАГЭ» и подрядчика

АО «Росгео» с соисполнителями-подрядчиками АО «Дальморнефтегеофизика», АО «Южморгеология» и АО «СНИИГГиМС».

ОАО «МАГЭ» представляет ежеквартальные и годовые отчеты ФГБУ «ВНИГНИ» на машинных носителях. Годовые информационные геологические отчеты представляются Заказчику после их утверждения на НТС Подрядчика. Приёмка окончательного геологического отчета производится Заказчиком в установленном порядке.

Основным документом, регулирующим общие требования к содержанию и оформлению отчетов о геологическом изучении недр, является ГОСТ Р53579-2009 [5].

Отчет о геологическом изучении недр является информационным продуктом (научно-производственным документом), отражающим результаты завершённых работ или их этапов (частей). Отчет должен содержать полные и систематизированные сведения об итогах выполненных работ и исследований, включая получение производной информации на основе ранее выполненных работ, а также данные, на которых базируются выводы и заключения исполнителя в соответствии с Техническим (геологическим) заданием.

Геологические информационные (ежеквартальные, годовые) отчеты должны включать: описание основных видов работ и объемы, выполнение которых предусмотрено календарным планом, и полученные результаты. Отчеты должны содержать необходимое количество рисунков и графических приложений.

В рамках подрядных работ АО «Росгеология» представляет ОАО «МАГЭ» ежеквартальные, годовые информационные геологические отчеты о результатах проведенных работ и итоговый геологический отчет. С учетом полученной информации ОАО «МАГЭ» выполняет подготовку ежеквартальных, годовых информационных геологических и окончательный геологический отчет. Годовой информационный геологический отчет апробируется в организации, определяемой Заказчиком.

Продолжительность работ ОАО «МАГЭ» по подготовке ежеквартальных отчетов составляет 1,72 мес. Всего предусмотрено 7 отчетов. Для подготовки ежеквартальных информационных геологических отчетов ОАО «МАГЭ» о результатах проведенных работ планируется задействовать производственную группу в составе 8 сотрудников.

Продолжительность работ АО «Росгео» по составлению ежеквартальных информационных геологических отчетов о результатах проведенных работ, всего – 3 мес. Всего по Договору предусмотрено 5 отчетов. Содержание информационных отчетов будет освещать основные результаты работ.

В рамках подрядных работ для подготовки ежеквартальных информационных геологических отчетов АО «Росгео» о результатах проведенных работ планируется задействовать производственную группу в составе: начальник отдела, главный менеджер – 2, ведущий менеджер (4 сотрудника).

Годовые информационные отчеты ОАО «МАГЭ» о результатах проведенных работ будут содержать описание основных видов работ и объемы, выполнение которых предусмотрено календарным планом в течение года, и полученные результаты. Всего по Договору предусмотрено 3 отчета. Продолжительность работ ОАО «МАГЭ» по подготовке годовых информационных отчетов составляет 0,79 мес.

В рамках подрядных работ продолжительность работ АО «Росгео» на составление 3 годовых информационных геологических отчетов о результатах проведения работ, всего – 3,0 мес., в т.ч. продолжительность работ в 2021 г. – 1,0 мес. Объем работ по составлению информационных отчетов – 3 шт. Для подготовки трех годовых геологических отчетов о результатах выполнения работ АО «Росгео» планирует задействовать производственную группу в составе: начальник отдела, главный менеджер – 2, ведущий менеджер (4 сотрудника).

Проектом предусматривается затраты на составление информационных отчетов о результатах выполнения всех видов работ АО «Росгео», в том числе группами специалистов АО «Дальморнефтегеофизика» и АО «Южморгеология». Материалы к отчетам подготавливаются исполнителями и систематизируются в АО «Росгео» для передачи ОАО «МАГЭ» к окончательному формированию, оформлению и передаче в ФГБУ «ВНИГНИ».

Состав работ АО «Дальморнефтегеофизика» и АО «Южморгеология» по составлению информационных отчетов за отчетный период по договору: анализ и описание основных видов подрядных работ и объемов, выполнение которых предусмотрено календарным планом, и полученных результатов, составление текстовой части информационных отчетов; подготовка приложений к отчету, оформление текста и приложений на компьютере, запись на магнитные носители.

Техническим (геологическим) заданием АО «Дальморнефтегеофизика» предусмотрено составление 11 информационных отчетов (8 квартальных и 3 годовых). Продолжительность составления одного отчета за квартал – 0,9 мес. При составлении квартальных и годовых отчетов будут задействованы специалисты: ведущий геолог, зам. главного геолога, ведущий геофизик, геолог 1 кат., руководитель группы.

Техническим (геологическим) заданием АО «Южморгеология» предусмотрено составление 8 информационных отчетов (6 квартальных отчетов о результатах проведенных работ за отчетные периоды (подэтапы) и 2 годовых отчета). Продолжительность составления одного квартального информационного геологического отчета о результатах проведенных работ – 0,9 мес., годового отчета – 0,9 мес.

При составлении квартальных информационных геологических отчетов о результатах проведенных работ за отчетный период (подэтап) и годовых отчетов будут задействованы специалисты: начальник группы камерального сопровождения, ведущий геофизик, геофизик, главный геолог.

Результаты камеральных работ АО «Росгео» и подрядных организаций будут изложены в итоговом геологическом отчете, включающем текстовую часть и графические приложения.

Итоговый геологический отчет АО «Росгео» будет содержать следующие разделы:

- Введение.
- Физико-географические и экономические условия.
- Геолого-геофизическая изученность.
- Цифровая обработка геофизических данных.
- Интерпретация геофизических данных.
- Сейсмостратиграфия.
- Тектоника.
- История геологического развития.

- Нефтегазоносность.
- Заключение.

Графические приложения, дающие представление о строении и структуре осадочного чехла района работ, будут представлены картами изохрон и структурными кровли основных сейсмокомплексов, мощности осадочного чехла и сейсмокомплексов, сейсмофациальными, аномального магнитного и гравитационного полей; схемами комплексной интерпретации геофизических данных, тектонического и нефтегазогеологического районирования; временными и глубинными сейсмогеологическими разрезами по отработанным профилям, а также результатами AVO анализа.

Согласно планируемой организации работ и условиям Договора № 02/2-38 от 17.06.2020 г. и заключенных с соисполнителями договоров, итоговые информационные отчеты по подрядным работам составляются силами специалистов АО «Дальморнефтегеофизика», АО «Южморгеология» и АО «СНИИГиМС». Итоговый геологический отчет составляется силами специалистов АО «Росгео». Отчеты по подрядным работам являются составными частями единых отчетов, предоставляемых АО «Росгеология» (Рис.64), и в свою очередь направляемых ОАО «МАГЭ» для формирования окончательного геологического отчета..

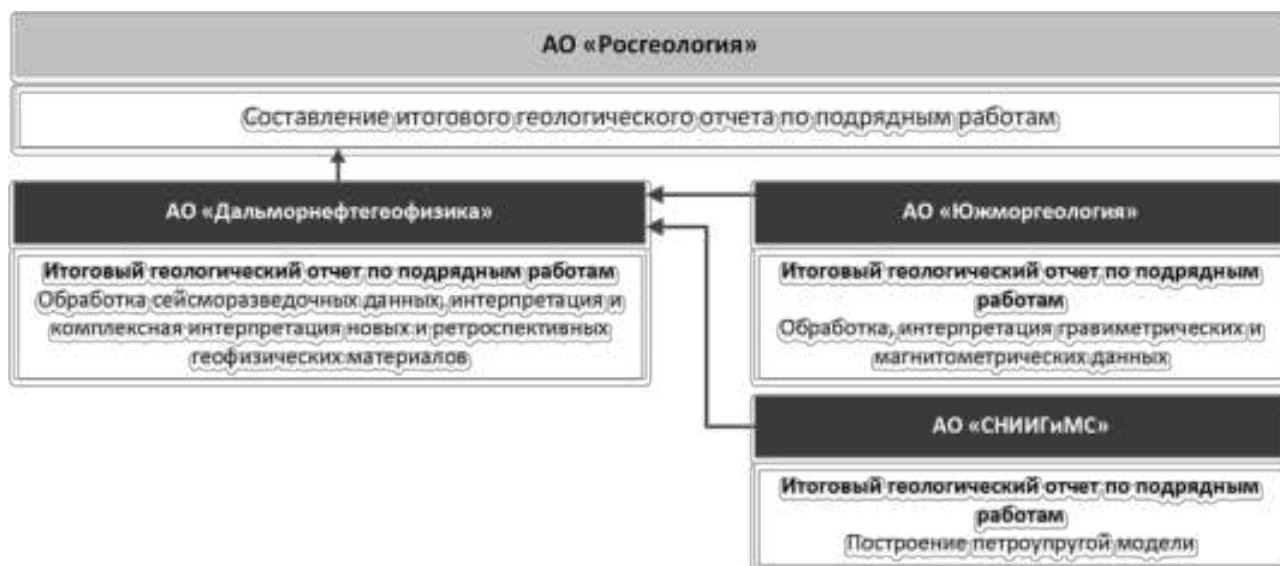


Рис. 64. Схема взаимодействия организаций при подготовке итоговых геологических отчетов

АО «Дальморнефтегеофизика», АО «Южморгеология» и АО «СНИИГиМС» подготавливают разделы итогового геологического отчета, предусмотренного Техническим (геологическим) заданием.

Продолжительность работ по подготовке отчета АО «Дальморнефтегеофизика» – 6 мес. Группа специалистов, задействованных на подготовке итогового геологического отчета: ведущий геолог, зам. главного геолога, 2 ведущих геофизика, 2 геолога 1 кат., руководитель группы, инженер-программист, техник-геофизик 1 кат.

Итоговый геологический отчет составляет АО «Росгео». Продолжительность работ по составлению отчета – 2 месяца. При составлении окончательного геологического отчета будут задействованы специалисты: начальник отдела, главный менеджер – 2, ведущий менеджер.

Итоговый геологический отчет составляется в соответствии с требованиями ГОСТа Р 53579-2009 и вместе с экспертными заключениями, протоколом НТС Подрядчика представляется на рассмотрение и утверждение ОАО «МАГЭ».

Результаты полевых и камеральных работ будут изложены в окончательном геологическом отчете, включающем текстовую часть и графические приложения.

Для подготовки окончательного геологического отчета ОАО «МАГЭ» о результатах проведенных работ планируется задействовать производственную группу в количестве 8 сотрудников.

Структура окончательного геологического отчета будет следующей:

- Введение.
- Физико-географические и экономические условия.
- Геолого-геофизическая изученность.
- Технические средства и методика полевых работ.
- Цифровая обработка геофизических данных.
- Интерпретация геофизических данных.
- Сейсмостратиграфия.
- Тектоника.
- История геологического развития.
- Нефтегазоносность.
- Заключение.

Окончательный геологический отчет составляется в соответствии с требованиями ГОСТа Р 53579-2009 и вместе с протоколом НТС Подрядчика представляется на рассмотрение и утверждение Заказчику.

Графическое оформление отчета.

Подготовка информационных и окончательного геологических отчетов, в том числе текстовая часть, рисунки и графические приложения, будет осуществляться силами групп подготовки и графического оформления геолого-геофизических данных.

Обязательными графическими приложениями будут являться:

- Карты геофизической изученности (масштаб 1:2 000 000).
- Строение и структура осадочного чехла участка работ в виде: сейсмических временных и глубинных динамических разрезов по линиям отработанных профилей; результатов интерпретации сейсмических материалов; прогнозных литолого-фациальных геолого-геофизических разрезов по опорным пересечениям профилей; карт изохрон и структурных карт по поверхности фундамента и по основным отражающим горизонтам в отложениях осадочного чехла, карт мощности осадочного чехла и перспективных сейсмокомплексов
- Региональный структурно-тектонический план бассейнов с элементами разломно-блоковой тектоники фундамента и карты аномальных гравитационного и магнитного полей в условном уровне.
- Сейсмофациальные карты по перспективным комплексам.
- Карты (схемы) антиклинальных структур и зон возможного нефтегазонакопления (ЗВНГН). Количественная оценка локализованных ресурсов перспективных объектов.

Результаты работ помимо электронных и бумажных копий текстовой и иллюстративной частей отчета будут содержать данные первичной, промежуточной и производной геолого-геофизической информации, в том числе на машинных носителях, содержащих неструктурированные и организованные первичные данные, цифровые материалы, автоматизированные и неавтоматизированные архивы первичных, промежуточных и производных данных.

Данные первичной и интерпретированной геологической информации передаются в федеральный фонд геологической информации, в соответствии с перечнями первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах, представляемых пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, фонды геологической информации субъектов Российской Федерации по видам использования недр и видам полезных ископаемых, утверждёнными приказом Минприроды России №555 от 24.10.2016 г. [40].

Передача информации на машинных носителях осуществляется в соответствии с приказами и распоряжениями Роснедра, согласно «Методическим рекомендациям по учету, хранению и передаче фондовой информации на машинных носителях» (Росгеолфонд, 1997 г.) [14], «Рекомендуемым программным средствам и форматом данных, представляемым в систему фондов геологической информации на машинных носителях» (письмо Росгеолфонда от 28.01.2005г № К-01/75) с учетом инструктивно-методических документов ГБЦГИ - Временных требований к представлению данных сейсморазведки в Государственный (Национальный) банк цифровой геологической информации и информации о недропользовании в России. - Москва, ГлавНИВЦ, 2000 г. Утв. Министерством Природных Ресурсов РФ [4].

В процессе камеральных работ и формирования единого массива геолого-геофизических данных будет использовано специализированное программное обеспечение, а также набор стандартных офисных приложений *MS Office*, *ArcGIS*, *CorelDRAW*. Все ПО сертифицировано, лицензировано и имеет соответствующие подтверждающие документы.

В соответствии с современной технологией геофизических работ и действующими мировыми стандартами контроль качества будет выполняться на всех этапах работ.

4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В рамках подрядных работ ОАО «МАГЭ» по договору 02/2-39 от 17.06.2020 с ООО «ЦМИ МГУ» запланировано выполнение работ по разработке ОВОС и прохождению государственной геологической экспертизы документации (Прил.5).

4.1. Характеристика района проведения геологоразведочных работ с указанием наличия территорий с особыми условиями пользования недрами

Непосредственно в пределах участка работ особо охраняемые природные территории (ООПТ) отсутствуют [32,33,35,36,53]. В непосредственной близости от участка предлагаемых исследований находится ООПТ: памятник природы «Остров Ионы», государственный природный заказник «Северный», памятник природы «Острова Врангеля», памятник природы «Остров Лярво», памятник природы «Лунский залив», памятник природы «Остров Чайка», памятник природы «Дагинские термальные источники», государственный природный заказник «Восточный», государственный природный заповедник «Поронайский», памятник природы «Популяция скальной флоры», государственный природный комплексный заказник регионального значения «Долинский», памятник природы «Река Анна», памятник природы «Группа Пугачевских грязевых вулканов», памятник природы «Хребет Жданко», государственный природный заказник регионального значения «Островной», государственный природный заповедник «Курильский», памятник природы «Бухта Чайка», памятник природы «Озеро Тунайча», памятник природы «Мыс Великан», государственный природный заказник федерального значения «Южно-Камчатский», государственный экспериментальный биологический (лососевый) заказник «Река Коль».

Памятник природы «Остров Ионы» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Ионы с прилегающей водной территорией. Административно относится к территории Охотского района Хабаровской области. Был создан 11 января 1994 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 88000 га.

Целью образования памятника природы является сохранение и поддержание экологического баланса растительного и животного мира острова в центральной части Охотского моря (колонии морских птиц, лежбища сивучей, ихтиофауна).

Государственный природный заказник «Северный» — государственный природный заказник регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Охинский Сахалинской области. Был создан 14 июня 1978 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 122934 га.

Цель образования заказника:

- поддержание целостности естественных природных сообществ;
- охрана мест гнездования, массового скопления и отдыха во время перелета водоплавающих и других перелетных птиц;
- сохранение и воспроизводство редких и исчезающих видов животных, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области, и места их обитания, такие как: орлан белоплечий, орлан-

белохвост, сапсан, кречет, малый лебедь, черная кряква, большая, средняя и малая белая цапли, дикуша и другие;

- охрана исконной среды обитания северо-западной популяции дикого северного оленя;
- сохранение и воспроизводство ценных в хозяйственном, научном и культурном отношении видов зверей и птиц: бурого медведя, дикого северного оленя, речной выдры, соболя, американской норки, рябчика и других;
- охрана среды обитания и путей миграций ценных охотничьих зверей и птиц;
- охрана и сохранение в естественном состоянии лесных и тундровых ландшафтов.

Памятник природы «Острова Врангеля» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Охинский Сахалинской области. Был создан 23 декабря 1987 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 26 га.

Целью образования памятника природы является охрана колоний камчатской (алеутской) и речной крачек, сахалинского подвида чернозобика (видов, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области), а так же мест кормления и отдыха перелетных птиц (уток, гусей, лебедей, чаек, крачек, куликов).

Памятник природы «Остров Лярво» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Ногликский Сахалинской области. Был создан 19 мая 1983 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 101 га.

Целью образования памятника природы является охрана гнездовых колоний двух видов крачек - речной и камчатской (алеутской); озерной, чернохвостой и тихоокеанской чаек; мест обитания охотского улита, а также гнездящихся и мигрирующих уток и куликов. Камчатская (алеутская) крачка, сахалинский подвид чернозобика и охотский улит занесены в Красную книгу Российской Федерации и Красную книгу Сахалинской области.

Памятник природы «Лунский залив» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Ногликский Сахалинской области. Был создан 08 сентября 1997 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 22581,7 га, площадь морской особо охраняемой акватории — 5444 га.

Целью образования памятника природы является охрана мест гнездования видов, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области (белоплечего орлана, орлана-белохвоста, дикуши, скопы, камчатской (алеутской) крачки, пестрого пыжика, филина), а также мест отдыха мигрирующих видов птиц. Лунский залив и впадающие в него реки являются местами обитания сахалинского тайменя, занесенного в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области.

Памятник природы «Остров Чайка» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к

территории городского округа Ногликский Сахалинской области. Был создан 25 февраля 1986 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 66 га.

Целью образования памятника природы является сохранение самой крупной в Сахалинской области смешанной колонии камчатской (алеутской) крачки (занесена в Красную книгу Российской Федерации и Сахалинской области) и речной крачки, а также охраны мест обитания гнездящихся и мигрирующих птиц во время сезонных перелетов.

Памятник природы «Дагинские термальные источники» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Ногликский Сахалинской области. Был создан 23 декабря 1987 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 58 га.

Целью образования памятника природы является сохранение месторождения термоминеральных вод и грязей, используемых для лечения.

Заказник «Восточный» — заказник регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Смирныховского района Сахалинской области. Был создан 08 августа 2007 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 68080 га.

Целью образования заказника является сохранение в первозданном виде уникальных естественных природных комплексов и ландшафтов бассейнов рек Пурш-Пурш и Венгери, островков, надводных скал, кекуров, расположенных на прилегающей акватории Охотского моря, объектов животного и растительного мира, включая редкие и исчезающие виды, обитающие и произрастающие на территории заказника, занесенные в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области, а также ценных в хозяйственном и эстетическом отношении видов зверей и птиц; сохранение и обеспечение естественного процесса воспроизводства природных популяций и объектов животного и растительного мира в их естественной среде обитания на территории заказника.

Заповедник «Поронайский» — государственный природный заповедник федерального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Поронайского городского округа Сахалинской области. Был создан 30 марта 1988 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 56694 га, площадь морской особо охраняемой акватории — 17300 га.

Цель образования заповедника:

- осуществление охраны природных территорий в целях сохранения биологического разнообразия и поддержания в естественном состоянии охраняемых природных комплексов и объектов Центрального Сахалина;
- организация и проведение научных исследований, включая ведение Летописи природы;
- осуществление экологического мониторинга;
- экологическое просвещение;
- участие в государственной экологической экспертизе проектов и схем размещения хозяйственных и иных объектов на Сахалине;
- содействие в подготовке научных кадров и специалистов в области охраны окружающей природной среды;

- апробирование и внедрение на территории и в акватории охранной зоны заповедника методов рационального природопользования, не разрушающих окружающую природную среду и не истощающих биологические ресурсы.

Памятник природы «Популяция скальной флоры» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Макаровского района Сахалинской области. Был создан 19 мая 1983 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 8 га.

Целью образования памятника природы является охрана скального комплекса флоры, в составе которого имеются эндемичные, а также редкие и исчезающие виды: дрема (смолевка) сахалинская (эндемик), венерин башмачок шансийский.

Заказник «Долинский» — заказник регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Долинский Сахалинской области. Был создан 28 декабря 1988 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 9176 га.

Заказник создан с целью:

- охраны и воспроизводства благородного оленя (изюбра);
- охраны мест гнездования, массового скопления и отдыха во время перелета водоплавающих и других перелетных птиц;
- сохранения и воспроизводства редких и исчезающих видов животных, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области (сахалинская кабарга, орланы белоплечий и белохвост, сапсан, кречет, малый лебедь, черная кряква, большая, средняя и малая белая цапли, мандаринка и другие);
- сохранения ценных в хозяйственном, научном и культурном отношении видов зверей и птиц (бурый медведь, речная выдра, соболь, американская норка, лисица, енотовидная собака, рябчик, утки и другие);
- охраны среды обитания и путей миграции ценных охотничьих животных и птиц.

Памятник природы «Река Анна» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории городского округа Долинский Сахалинской области. Был создан 19 мая 1983 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 3501 га.

Целью образования памятника природы является сохранение бассейна реки Анна – нерестового водоема рыб лососевых пород. В составе флоры и фауны имеются 38 видов и подвидов растений и животных, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области.

Памятник природы «Группа Пугачевских грязевых вулканов» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Макаровского района Сахалинской области. Был создан 18 августа 1995 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 1180 га.

Целью образования памятника природы является охрана геологического объекта - грязевого поля и прилежащих грязеформирующих биотопов, а так же мест произрастания видов, включенных в Красную книгу Сахалинской области, в том числе узколокальных

эндемичных видов: полыни илостой, горечавочки Сугавары, первоцвета сахалинского, щучника Цвелева.

Памятник природы «Хребет Жданко» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Макаровского района Сахалинской области. Был создан 28 декабря 1988 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 150 га.

Целью образования памятника природы является сохранение комплекса горных и приморских экосистем, а также мест произрастания редких и эндемичных видов растений, в том числе внесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области.

Заказник «Островной» — заказник регионального подчинения, расположенный на острове Итуруп. Административно относится к территории Курильского городского округа Сахалинской области. Был создан 28 сентября 1988 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 80018 га.

Заказник создан с целью:

- поддержания целостности естественных природных сообществ;
- охраны мест гнездования, массового скопления и отдыха во время перелета водоплавающих и других перелетных птиц;
- сохранения и воспроизводства редких и исчезающих видов животных, занесенных в Красные книги Российской Федерации и Сахалинской области, и мест их обитания, таких как: европейская норка (акклиматизированный вид), лебедь-кликун, малый лебедь, мандаринка, скопа, чеглок и других;
- сохранения и воспроизводства ценных в хозяйственном, научном и культурном отношении видов зверей: бурого медведя, лисицы, соболя;
- охраны среды мест обитания и путей миграций ценных охотничьих зверей и птиц;
- охраны и сохранения в естественном состоянии лесных ландшафтов.

Заповедник «Курильский» — заповедник федерального подчинения, расположенный на острове Кунашир. Административно относится к территории Южно-Курильского городского округа Сахалинской области. Был создан 10 февраля 1984 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 65365 га.

Заказник создан с целью:

- осуществление охраны природных территорий в целях сохранения биологического разнообразия и поддержания в естественном состоянии охраняемых природных комплексов и объектов южных Курильских островов;
- организация и проведение научных исследований, включая ведение летописи природы;
- осуществление экологического мониторинга;
- экологическое просвещение;
- участие в государственной экологической экспертизе проектов и схем размещения хозяйственных и иных объектов на Курильских островах;
- содействие в подготовке научных кадров и специалистов в области охраны окружающей природной среды;

- апробирование и внедрение на территории и в акватории охранной зоны заповедника методов рационального природопользования, не разрушающих окружающую природную среду и не истощающих биологические ресурсы.

Памятник природы «Бухта Чайка» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Корсаковского района Сахалинской области. Был создан 23 декабря 1987 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 167 га.

Целью образования памятника природы является сохранение комплекса прибрежных ландшафтов, имеющих высокое биоразнообразие фауны. Территория памятника природы является массовым скоплением птиц при сезонных перемещениях. Каменная гряда бухты служит местом отдыха морского зверя (акиба, сивуч).

Памятник природы «Озеро Тунайча» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Корсаковского района Сахалинской области. Был создан 07 июня 1977 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 22075 га, площадь морской особо охраняемой акватории — 15698 га.

Целью образования памятника природы является научное, природоохранное, ресурсовозобновляющее, рекреационное и познавательное значение.

Памятник природы «Мыс Великан» — памятник природы регионального подчинения, расположенный на острове Сахалин. Административно относится к территории Корсаковского района Сахалинской области. Был создан 28 марта 1990 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 43 га.

Целью образования памятника природы является сохранение комплекса береговых экосистем, включающего места гнездования колониальных птиц, лежбища тюленей, растительные сообщества: елово-пихтовый лес, скальная и супралиторальная растительность побережья, а также историко-археологических объектов.

Заказник «Южно-Камчатский» — государственный природный заказник федерального подчинения. Административно относится к территории Елизовского и Усть-Большерецкого районов Камчатского края. Был создан 04 апреля 1983 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 322000 га, площадь морской особо охраняемой акватории — 97000 га.

Цель образования заказника:

- сохранение природных комплексов (ландшафтов) юга Камчатского полуострова;
- сохранение, восстановление и воспроизводство объектов животного мира, в том числе водных биологических ресурсов;
- сохранение среды обитания и путей миграции объектов животного мира;
- осуществление экологического мониторинга;
- проведение научных исследований;
- экологическое просвещение и развитие познавательного туризма.

Заказник «Река Коль» — государственный природный заказник регионального подчинения. Административно относится к территории Соболевского района Камчатского края. Был создан 25 апреля 2006 года.

Общая площадь особо охраняемой природной территории — 220041,4 га.

Целью заказчика является сохранение, восстановление, воспроизводство и рациональное использование ценных в хозяйственном, научном и культурном отношении лососевых видов рыб, а также других представителей животного мира и сохранения среды их обитания, средообразующих естественных природных комплексов.

4.2. Информация о характере и масштабах воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности

Проектируемые геофизические исследования не связаны с добычей полезных ископаемых, не нарушают фракционного состава донных грунтов, не усиливают мутность воды.

Скорость судов на профилях 4,5 узлов.

В процессе сейсмических работ используются и буксируются за судном сейсмокоса длиной 8100 м и комплект пневмоисточников упругих колебаний, которые буксируются за кормой на глубине 6 м +/- 1 м. Из заключения Полярного научно-исследовательского института по аналогичным пневмоисточникам и разрешения, выданного Мурманским областным комитетом по охране природы следует, что морские сейсморазведочные работы не будут наносить вреда экосистеме Охотского моря.

Во время гидромагнитных измерений за судном на расстоянии не менее 200 м буксируются 2 гондолы с чувствительными сенсорами, помещенными в небольшой объем метанола, не представляющего опасности для окружающей среды. Аппаратура для надводных гравиметрических наблюдений размещается внутри судна.

Все перечисленные работы на качество воды и ихтиофауну не влияют, их безопасность для живых организмов установлена в ходе исследований, выполненных в 70-80-х годах ПО «Южморгеология» и в конце 80-х годов – лабораторией охраны ихтиофауны НИИМоргеофизики, и подтверждена Госкомприродой СССР (Заключение от 20.06.90г. № 10-5-13/690).

В период подготовки и в процессе проведения работ будут осуществляться мероприятия по охране окружающей среды, а именно:

- согласование сроков и районов работ с природоохранными органами;
- подготовка буксируемых устройств и шлангов к полевым работам, проверка их герметичности, ремонт;
- во время работ периодический профилактический осмотр, контроль герметичности и необходимый ремонт буксируемых устройств, шлангов и кабель-тросов;
- использование сертифицированного оборудования и контроль его исправности;
- организация постоянного наблюдения за морскими млекопитающими и орнитофауной.

Мероприятия по охране окружающей среды, связанные с работой НИС, основываются на требованиях «Международной конвенции по предотвращению загрязнений с судов (МАРПОЛ 73/78)», в соответствии с которой суда оснащены специальным оборудованием;

- а) нефтеводяными сепараторами;
- б) установками для очистки сточных вод;
- в) печами для утилизации мусора;
- г) ёмкостями для сброса льяльных и сточных вод;
- д) контейнерами для сброса мусора и шлака.

4.2.1 Воздействие на атмосферный воздух

При реализации работ ожидается непродолжительное воздействие на атмосферный воздух, обусловленное работой судовых двигателей, сжиганием отходов в инсинераторе. Планируемые работы не будут оказывать влияние на качество атмосферного воздуха ближайших населенных мест и ООПТ.

При реализации Проекта сейсморазведочных работ 2D источниками выделения ЗВ в атмосферный воздух являются: дизельные двигатели судов (двигатели); дизель-генераторы, используемые на выработку электроэнергии; инсинераторы для сжигания отходов на НИС и бункеровочные операции на акваториях проведения работ.

Основными загрязняющими веществами, образующимися в результате сгорания топлива, сжигания отходов на судах и проведении бункеровочных операций, будут оксиды азота, диоксид серы, оксид углерода, углеводороды и др.

При расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в качестве исходной информации используются данные по источникам, метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы величины фоновых загрязнений атмосферы в районе проведения работ.

На основании расчетов будет произведен анализ степени воздействия на атмосферный воздух на нормируемых территориях (жилая застройка и территория ООПТ).

Воздействие на атмосферный воздух будет кратковременным, локальным по пространственному масштабу и незначительным по степени воздействия. Степень нарушения оценивается как незначительная и не превышает требований российских нормативных документов в области охраны атмосферного воздуха.

4.2.2 Воздействие физических факторов

Факторами физического воздействия на окружающую среду при проведении сейсморазведочных работ будут: воздушный шум, подводный шум, вибрация, электромагнитное излучение и световое воздействие.

Воздушный шум

Основными источниками шумового воздействия в процессе проведения работ являются суда, используемые на акватории, расположенное на них оборудование (механизмы основных и вспомогательных систем: главные двигатели, дизельные генераторы, палубное и технологическое оборудование и др.). Также во время работы судов возможны кратковременные подачи сигналов, связанные с безопасностью судовождения в соответствии с международными правилами предупреждения столкновения судов (МППСС-72).

Кроме того, следует отметить, что ближайшие селитебные территория находится на расстоянии несколько десятков километров от района проведения работ, следовательно, на территории населенных пунктов санитарные условия проживания населения полностью обеспечиваются.

Таким образом, воздействие воздушного шума на окружающую среду оценивание, как кратковременное, точечное, незначительное, и в целом, как незначительное.

Подводный шум

Основными источниками подводного шума при проведении работ будут:

- пневмоисточники (ПИ) – резкий выброс сжатого воздуха в воду;
- плавсредства (работа гребных винтов, двигателей и другого бортового оборудования, в том числе лебедок, генераторов, насосов и гидроакустической аппаратуры).

По результатам объектов аналогов при моделировании распространения акустического воздействия при использовании ПИ были получены следующие результаты. При использовании ПИ (243 дБ отн. 1 мкПа), дистанция достижения безопасного уровня для морских млекопитающих (>180 дБ отн. 1 мкПа) должен составить не менее 1-2 км от сейсмического судна. Максимальная зона потенциального влияния на морскую биоту от группового пневмоисточника – около 5 км (дистанция достижения уровня звукового давления >180 дБ отн. 1 мкПа). Эти данные могут быть использованы как ориентировочные для оценки радиусов зон воздействия на млекопитающих на площади работ.

Таким образом, в связи с тем, что сейсморазведка будет вестись на достаточно большом расстоянии от берега, воздействие подводного шума на население и животный мир береговой зоны пренебрежимо мало.

Вибрационное воздействие

Основным источником вибрации на судне является технологическое оборудование: воздушные компрессоры, дизель-генератор.

Судовые двигатели и дизельный электрогенератор являются источниками вибрации ввиду конструктивных особенностей и использования двигателей внутреннего сгорания. Все используемое оборудование сертифицировано и имеет необходимые допуски к использованию.

Таким образом, при соблюдении требований, указанных в ГОСТ 12.1.012-2004 и СН 2.2.4/2.1.8.566-96 воздействие источников вибрации будет носить локальный характер и не распространится за пределы территории работ.

Электромагнитное воздействие

Сейсмическое оборудование является слабым по интенсивности источником электромагнитного излучения и не оказывает значимого отрицательного влияния на человека и окружающую среду.

На судах электромагнитное излучение и электростатическое поле исходит от используемого электрического оборудования. Оборудование для магнитометрии представляет собой приемное устройство, регистрирующее магнитное поле земли и не является источником электромагнитного излучения.

В связи с тем, что на всех этапах работ используется стандартное сертифицированное оборудование, обладающее свойствами электромагнитного излучения (ЭМИ). Уровень ЭМИ устройств, используемых персоналом в период работ, принципиально низкий, так как они рассчитаны на ношение и пользование людьми, и имеют необходимые гигиенические сертификаты.

Световое воздействие

Источниками светового воздействия в темное время суток являются сигнальные огни на судне, установленные в соответствии с международными правилами

предупреждения столкновений судов (МППСС-72). Ожидаемое воздействие

Свет сигнальных огней судов в ночное время суток может привлечь мигрирующих птиц, в результате чего возможно столкновение с конструкциями единичных особей, однако наступление такого события является крайне маловероятным.

Воздействие на геологическую среду

В связи с тем, что геологическое изучение шельфа проводятся дистанционными методами, воздействия на геологическую среду не ожидается.

Воздействие на водную среду

Основными факторами, оказывающими воздействие на водную среду при проведении работ, являются: физическое присутствие судов на акватории, забор морской воды для собственных нужд судов, сброс нормативно-чистых поверхностных стоков с незагрязненных участков палуб, сброс нормативно-чистых вод из систем охлаждения судов, сброс нормативно-очищенных хозяйственно-бытовых и нормативно-очищенных нефтесодержащих сточных вод за пределами территориального моря.

При проведении работ морская вода будет забрана на нужды опреснения и охлаждения судовых двигателей. При этом за борт будут сбрасываться очищенные хозяйственно-бытовых сточных вод, очищенные льяльные воды, рапа от опреснительной установки и технологические условно-чистые вод от охлаждения судовых энергетических установок.

Необходимо отметить, что не все суда имеют на борту установки по очистке льяльных и хозяйственно-бытовых сточных вод. Однако, в связи с тем, что суда постоянно курсируют между портами, они имеют возможность сдавать накапливающиеся сточные воды в портах и таким образом, не наносят вреда морской среде.

Исходя из вышеизложенного, воздействия на водную среду при проведении работ в штатном режиме являются незначительными и не оказывают негативного воздействия на экологическое состояние акватории. Ограничения, налагаемые на использование акватории, являются кратковременными и не оказывают воздействие на качественную характеристику водного объекта.

Воздействие на морскую биоту

Основным источником воздействия на морскую биоту при штатных ситуациях будет работа пневмоисточников, формирующих акустические сигналы в воде. Прочие воздействия определяются обычным использованием судов в море и регламентируются общими правилами мореплавания.

Воздействие сейсморазведочных работ на планктон (фитопланктон, зоопланктон, ихтиопланктон) будет незначительным по интенсивности и, в целом, несущественным. Воздействия на бентос при проведении работ минимально. Воздействие на рыб будет незначительным по интенсивности и, в целом, несущественным. В качестве компенсационных мероприятий будет предусмотрено выпуск молоди рыб, выращенной на одном из рыбозаводов.

Акустические импульсы, создаваемые пневмоисточниками, могут вызвать кратковременные и локальные перемещения кормящихся в море птиц морских млекопитающих. Масштаб воздействия сейсморазведки на морских птиц и морских млекопитающих оценен как локальный и кратковременный, интенсивность воздействия - как незначительная, а само воздействие как несущественное.

С целью предотвращения потенциального вреда морским животным разработан перечень мероприятий по уменьшению воздействия на морских млекопитающих. В соответствии с рекомендациями, принятыми в разных странах, для защиты морских млекопитающих от физического ущерба или чрезмерного беспокойства при сейсморазведке установлены «зоны безопасности и мониторинга». В случае обнаружения в пределах этих зон в период сейсмосъемки морских млекопитающих будут приниматься меры смягчения акустического воздействия - остановка пневмопушек до тех пор, пока животные не покинут зону.

Для снижения воздействий на рыб, птиц и млекопитающих, будет применяться «мягкий старт» - медленное начало и прекращение сейсмических работ в присутствии животных, особо чувствительных к воздействию сейсморазведки.

При обнаружении крупного скопления птиц будет снижена скорость движения судна до 1 узла, чтобы дать птицам переместиться на безопасную дистанцию.

На основе анализа международного опыта, а также руководствуясь ставшей уже стандартной практикой мероприятий по защите морских млекопитающих при проведении морской сейсморазведки в России, был разработан перечень мероприятий по защите морских млекопитающих:

- перед началом работ проводится визуальное обследование акватории, оно проводится также круглосуточно на протяжении всего времени проведения сейсморазведки;
- млекопитающие должны отсутствовать в защитной зоне в течение 30 мин до начала работ;
- перед включением пневмоисточников (за 30 мин.) до начала работ производится осмотр акватории. Зона обзора формируется в радиусе 3 км вокруг судна;
- в случае обнаружения животных в радиусе безопасности, судно должно дожидаться, когда они выйдут за ее пределы. Работы могут быть возобновлены также в случае, если животное не появлялось в течение 30 минут после того, как были замечены в пределах радиуса безопасности;
- в качестве мер смягчения воздействия при начале работ в обязательном порядке применяется «мягкий старт», который позволяет морским млекопитающим покинуть акваторию проведения работ. Минимальная продолжительность «мягкого старта» составляет 20 минут, но может быть увеличена при необходимости;
- нельзя начинать «мягкий старт» в ночные часы или в условиях плохой видимости, если минимальный уровень источника падает ниже 160 дБ;
- наращивание мощности до максимальной в течение не менее 20 и не более 40 минут;
- немедленная остановка работы в случае обнаружения морского млекопитающего в зоне безопасности. Возобновление работы методом «мягкого старта» не ранее, чем через 30 минут после покидания животными зоны;
- при необходимости можно снизить мощность ПИ до уровня 160 дБ. В этом случае при отсутствии в пределах зоны безопасности морского млекопитающего возможно продолжение работы при постепенном увеличении мощности без 30-минутного визуального обследования;
- временное снижение мощности ПИ рекомендовано при: переходе на другую трансекту и в любом ином случае, когда требуется временное приостановление работ;

- в условиях плохой видимости «мягкий старт» применять неразрешено. После остановки работы ПИ вследствие появления в зоне безопасности ММ или, если работа ПИ была остановлена на период более 20 минут по любой другой причине, перед запуском «мягкого старта» в течение 30 минут должно проводиться визуальное обследование акватории на предмет обнаружения в зоне безопасности;

- в случае обнаружения в пределах этих зон в период сейсмосьемки морских млекопитающих будут приниматься меры смягчения акустического воздействия - остановка пневмопушек до тех пор, пока животные не покинут зону.

Разный радиус безопасности указан для разных видов исследований, в зависимости от степени шумового воздействия. Например:

При проведении сейсморазведочных исследований по методике МОВ ОГТ 2D зоны безопасности составляют:

- 1 000 м для зубатых китов и ластоногих в т.ч. занесенных в КК РФ и КС МСОП;
- 2 000 м для усатых китов, в т.ч. занесенных в КК РФ и КС МСОП.

Для остальных видов работ предполагаются минимальные меры безопасности для избегания возможного контакта морских млекопитающих с судном и оборудованием:

- 100 м для всех видов
- 500 м для видов занесенных в КК РФ и КС МСОП.

Избегание китообразными и ластоногими источника шума начинается, как показывают натурные наблюдения, и на гораздо большем удалении от работающей пневмоустановки. Следует отметить, что применение «мягкого старта» позволит отпугнуть представителей морских млекопитающих при нарастании уровня звукового давления до выхода на максимальную мощность.

Попадание животных в зону, непосредственно прилегающую к судну, наиболее вероятно до начала работы оборудования, (поскольку работающие пневмоисточники отпугивают животных уже на расстоянии больше условно опасного).

Реализация данного перечня при проведении работ позволит если не предотвратить полностью, то значительно снизить негативное воздействие планируемых работ по сейсморазведке на морских животных.

Воздействие на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления

Во временном отношении воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду можно классифицировать как краткосрочное, ввиду краткосрочности периода проведения сейсморазведочных работ.

Воздействие отходов, образующихся при проведении работ на окружающую среду минимально, так как все виды отходов относятся к нелетучим.

Воздействие работ является обратимым, так как при завершении сейсмоакустических исследований акватория больше не будет подвергаться воздействию судов, и нарушенные экосистемы будут восстанавливаться.

Источниками образования отходов на судах будут:

- машинное и румпельное отделения;
- отходы синтетических и полусинтетических масел моторных;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %);
- система очистки нефтесодержащих и хоз. бытовых сточных вод;
- осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве 15 % и более;
- отходы (осадки) при механической очистке хозяйственно-бытовой и смешанной канализации;
- хозяйственные помещения и места проживания персонала;
- лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства;
- пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные;
- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный);
- инсинераторы;
- отходы при сжигании твердых коммунальных отходов (зола от инсинератора).

В ходе работ будет образовываться отходы производства и потребления I класса – V класса опасности. Образующиеся отходы будут переданы специализированным организациям для обезвреживания и размещения, сданы на полигоны ТБО для дальнейшего размещения, будут обезврежены непосредственно на судах и сброшены за борт за пределами 12-ти мильной зоны и будут сожжены в судовых инсинераторах.

Таким образом, воздействие на окружающую среду при соблюдении требований по сбору, временному хранению, транспортировке, использованию, обезвреживанию отходов оценивается как допустимое и соответствует требованиям российских нормативных материалов в области охраны окружающей среды.

Воздействие на социально-экономические условия

Воздействие сейсморазведочных работ 2D на социально-экономические условия прибрежных территорий не прогнозируется.

Трансграничные воздействия

Трансграничные воздействия не ожидаются.

Воздействие на окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций

Проведенный анализ риска показал, что наиболее серьезные последствия для окружающей среды могут иметь аварии, связанные с разливами нефтепродуктов. Тем не менее, в случае аварийного разлива в районе работ разлив дизельного топлива не окажет существенного воздействия на окружающую среду в силу специфических характеристик нефтепродукта и принимаемых природоохранных мер.

Воздействие на природные комплексы ООПТ

ООПТ расположены на удалении от района проведения работ. При штатном режиме работ воздействия на ООПТ не ожидается.

Программа производственного экологического контроля и экологического мониторинга

Разработаны предложения по основным направлениям производственного экологического контроля (мониторинга), методам выполнения работ и содержанию отчетных материалов.

4.3. Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия

Настоящие мероприятия устанавливают порядок идентификации и оценки величины воздействия на окружающую среду деятельности Подрядчика, а также внедрение мер, необходимых для предупреждения загрязнения, обеспечения соответствию требованиям российского и международного законодательства.

Законодательная и нормативно-правовая база для экологического обоснования сейсморазведочных работ:

1. МАРПОЛ Международная Конвенция по Предотвращению Загрязнения с Судов 73/78;
2. РД – 31.04.23-94 Наставления по предотвращению загрязнения с судов;
3. Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов 1973 г. измененная Протоколом 1978 к ней, с поправками;
4. Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью, 1992;
5. Международная конвенция о контроле судовых балластных вод и осадков и управлении ими 2004 г.;
6. Конвенция о континентальном шельфе (Женева, 1958 г., ратифицирована 1960 г.);
7. Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий, Хельсинки, 17.03.92 г., ратифицирована 18.03.92 г., введена в действие решением Правительства РФ № 1118 с 04.11.93 г.;
8. Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (Женева, 13.11.1979 г., ратифицирована в 1980 г.);
9. Конвенция о биологическом разнообразии (Рио-де-Жанейро, 05.06.1992 г., ратифицирована в 1995 году);
10. Международный кодекс по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращением загрязнения с поправками;
11. РД 31.04.17-97 Правила регистрации операций с нефтью, нефтепродуктами и другими веществами, вредными для здоровья людей или для живых ресурсов моря, и их смесями, производимыми на судах и других плавучих средствах;
12. РМРС. Руководство по техническому надзору за предотвращением загрязнения атмосферы с судов;
13. РД 31.04.23-94 Наставление по предотвращению загрязнения с судов;
14. Федеральный Закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ (с изменениями на 27.12.2019) «Об охране окружающей среды»;
15. Федеральный Закон №187-ФЗ от 30.11.1995 г. (с изменениями на 28.22.2018 г.) «О континентальном шельфе Российской Федерации»;
16. Федеральный Закон №155-ФЗ от 31.07.1998 г. (с изменениями на 02.08.2019 г.) «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;
17. Федеральный Закон №191-ФЗ от 17.12.1998 г. (с изменениями на 27.06.2018 г.) «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации»;

18. Федеральный Закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (принят ГД ФС РФ 11.11.1994);

19. Федеральный Закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ (с изменениями на 27.12.2019) «Об экологической экспертизе» (принят ГД ФС РФ 19.07.1995);

20. Федеральный Закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ (с изменениями на 26.07.2019) «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (принят ГД ФС РФ 12.03.1999);

21. Федеральный Закон от 25.06.2002 № 73-ФЗ (с изменениями на 18.07.2019) «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (принят ГД ФС РФ 24.05.2002);

22. Федеральный Закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями на 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (принят ГД ФС РФ 20.06.1997).

Целью настоящих мероприятий является требование к Подрядчику достичь в процессе своей производственной деятельности полного исключения умышленного загрязнения окружающей среды вредными веществами, довести до минимума аварийные сбросы подобных веществ, а также свести до минимума любое другое вредное воздействие на окружающую среду.

Общие положения

Идентификация экологических аспектов и оценка величины их воздействия на окружающую среду необходимы для оценки возможного воздействия сейсморазведочных работ на окружающую среду, целью которой является предупреждение загрязнения окружающей среды, обеспечение соответствия применимым законодательным требованиям и постоянное улучшение экологических характеристик деятельности Подрядчика.

Определенные по результатам оценки существенные экологические аспекты учитываются при установлении экологических целей и задач, которые необходимо выполнять Подрядчику, разработке и внедрении программ и их достижения, а так же поддержании других мер управления, направленных на исключение, уменьшение или поддержание на допустимом уровне негативных экологических воздействий.

Идентификация экологических аспектов

Идентификация видов деятельности, оказывающих воздействие на окружающую среду и их экологических аспектов производится с учетом следующих факторов:

- наличием реального или потенциального воздействия деятельности на окружающую среду, которое вызывало, вызывает или может вызвать благоприятное или неблагоприятное изменение в окружающей среде;
- возможностью управления воздействием и возможностью оказывать влияние на это воздействие; с учетом планируемых или новых разработок, новых или измененных видов деятельности или услуг;
- существующими законодательными требованиями в области охраны окружающей среды; условиями, в которых аспект оказывает (или может оказать) воздействие на окружающую среду (условия проявления): повседневная деятельность, нештатная ситуация, аварийная ситуация.

Мероприятия по охране морских вод

Основными факторами, оказывающими воздействие на морскую среду при проведении работ, являются:

- использование участка акватории водного объекта для движения судов;
- забор морской воды для производственных и хозяйственных нужд;
- сброс нормативно очищенных хозяйственно-бытовых вод.

В целях предотвращения загрязнения моря необходимо произвести следующие мероприятия по сбору, утилизации и уничтожению вредных отходов:

нефтепродукты, нефтесодержащие льяльные воды и отработанные нефтепродукты собирать в специально оборудованные танки и в портах захода сдавать на пункты сдачи льяльных вод (СЛВ);

во время нахождения судна в рейсе запорная арматура трубопроводов сброса сточных и выдачи льяльных вод пломбируется в закрытом состоянии.

Меры по охране атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух в процессе работ будут являться энергетические системы судов – главный двигатель, вспомогательные и технологические дизель-генераторы.

При проведении работ, предусматривается комплекс мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- использование удовлетворяющие требованиям ГОСТов и технических регламентов сортов горючего (дизельное топливо);
- снижение выбросов оксида азота двигателями судов при работе на малом режиме нагрузки обеспечивается регулировкой топливной аппаратуры;
- хранение топлива в закрытых емкостях, оборудованных клапанами;
- периодический контроль качества выхлопных газов (полнота сгорания, дымность).

Меры по защите от физических факторов воздействия

Воздействие физических факторов на окружающую среду в процессе проведения работ сравнимо с воздействием обычных судов. Исключения представляет шумовое воздействие на водные организмы, связанное с работой пневмоисточников.

В остальном, основными источниками шумового воздействия являются работающие энергоустановки и механизмы основных и вспомогательных систем судов.

Источниками вибрации на судах при проведении сейсморазведки является технологическое оборудование (компрессоры, дизельные двигатели, насосы).

Наиболее интенсивное воздействие электромагнитного излучения и электростатического поля исходит от оборудования, расположенного на судах (станции спутниковой связи, радиолокационные станции и др.).

Световые источники будут оказывать воздействие в темное время суток (прожекторы общего освещения и местное освещение рабочих мест).

Технические характеристики оборудования соответствуют установленным нормам звукового воздействия для рабочей и жилой зон.

В целом, воздействие физических факторов на окружающую среду при работе оборудования, установленного на исследовательских судах можно отнести к локальным и незначительным.

Меры по охране водной биоты и промысловых биоресурсов

Основное локальное воздействие на гидробионтов оказывают многократные сигналы пневмоисточников. Негативное воздействие пневмоисточников на фито- и зоопланктон ограничивается радиусом 5 метров от источника. Для большинства планктонных организмов радиусы безопасности составляют 1-3 метра.

Показатели смертности молоди рыб, вызванные воздействием пневмоисточников, на несколько порядков ниже естественных темпов их смертности в течении суток.

Воздействие волн давления, возбуждаемых пневмоисточником, на взрослых особей рыб, прослеживается в радиусе 1-3 метра от источника воздействия, причем при увеличении объема источника, интенсивность влияния на рыб растет незначительно. Воздействие звуковых волн на взрослых особей приводит к кратковременному изменению поведения рыб (рыбы активно избегают зоны сейсмоакустической деятельности). После прекращения воздействия пневмоисточников, рыбы быстро (от нескольких часов до суток) восстанавливают свои поведенческие реакции, и рассеивания скопления не происходит. Рыбы активно избегают непосредственного района работ и не попадают под воздействие пневмоисточников, гибели взрослых особей не ожидается.

Мероприятия по снижению отрицательных воздействий на рыбные ресурсы:

- Проведение геофизических исследований должны быть скоординировано с деятельностью рыбопромысловых предприятий, ведущих лов в районе исследований;
- Судовые операции, которые могут создавать помехи работе промыслового флота, должны быть сведены к минимуму;
- Технология производства работ должно предусматривать полное отсутствие каких-либо препятствий траловому лову, а также исключает возможность потери орудий лова. Суда, проводящие профилирование, должны поддерживать безопасную дистанцию от рыболовецких судов и орудий лова.

Меры по охране морских млекопитающих и орнитофауны

Волны давления, возбуждаемые пневмоисточниками, могут оказывать влияние на морских млекопитающих в пределах радиуса безопасности, который для разных видов варьируется от 200 до 3000 метров. При этом звуковые волны, возбуждаемые пневмоисточниками, позволяют морским млекопитающим активно избегать районов проведения сейсмоакустических исследований.

Для минимизации влияния пневмоисточников на морских млекопитающих:

- в момент начала работ запланировать применение «мягкого старта» - мощность срабатывания пневмоисточников должно наращиваться постепенно, начиная с минимальных значений;
- наблюдения за морскими млекопитающими должны проводиться непрерывно в светлое время суток независимо от работы сейсмического оборудования;
- тщательный осмотр акватории должен производиться не менее чем за 30 минут до начала любого использования пневмоисточников, с тем, чтобы определить присутствие каких-либо морских млекопитающих в пределах установленной зоны безопасности и при возможности за ее пределами;
- в случае присутствия морских млекопитающих в опасной зоне, запуск пневмоисточников должен быть задержан до тех пор, пока они не покинут акваторию, но

не менее чем на 30 минут после последнего обнаружения, с тем чтобы животные могли удалиться на безопасное расстояние от зоны действия источников.

Проведении геофизических исследований может вызывать беспокойство птиц вследствие физического присутствия судна и забортного оборудования на акватории; влияние волн давления на ныряющих птиц и воздействия шума, создаваемого геофизическим оборудованием.

Судно само по себе не оказывает негативного воздействия на морских птиц.

Негативное воздействие волн давления, возбуждаемых пневмоисточниками на птиц прослеживается в радиусе 3 метров, однако вероятность попадания ныряющих птиц в летальный радиус пневмоисточников крайне мала.

Для минимизации влияния сейсмоакустических работ на морских птиц:

- применение «мягкого старта»;
- наблюдение за наличием плотных скоплений птиц на воде.

Меры по охране особо охраняемых природных территорий

Охрана особо охраняемых природных территорий включает в себя:

- введение ограничений и запретов на осуществление деятельности в границах особо охраняемых природных территорий и их охранных зон;
- наблюдение за состоянием особо охраняемых природных территорий;
- осуществление специальных мероприятий по поддержанию особо охраняемых природных территорий в состоянии, соответствующем их назначению;
- проведение экологической экспертизы всех видов деятельности на особо охраняемых природных территориях;
- разработка и реализация комплексных программ, направленных на охрану особо охраняемых природных территорий;
- контроль за соблюдением мер по охране особо охраняемых природных территорий;
- установление коэффициентов платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ на особо охраняемых природных территориях;
- привлечение к ответственности за несоблюдение режимов использования и охраны особо охраняемых природных территорий.

Меры при обращении с отходами производства и потребления

Основными источниками образования отходов при проведении геофизических исследований является эксплуатация и обслуживание судового технологического оборудования научно-исследовательских судов и жизнедеятельность персонала.

Порядок сбора, хранения и утилизации отходов на судах должен осуществляться в соответствии с международными и национальными требованиями по охране окружающей среды.

Должен быть организован отдельный сбор образующихся отходов производства и потребления, что делает возможным повторное использование отдельных компонентов отходов, а также их дальнейшую утилизацию.

Персонал судов периодически должен проходить инструктаж по сбору образующихся отходов и предупрежден о запрете сброса отходов за борт.

Хозяйственно-бытовые стоки и льяльные воды должны отводиться в штатные емкости судна, для сбора и временного хранения других видов отходов предусмотрены

специальные емкости, оборудованные в соответствии с установленными требованиями в зависимости от класса опасности отходов и имеющие маркировку, отражающую категорию собираемого мусора.

Меры по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на окружающую среду

Аварийные ситуации при проведении работ могут быть связаны с самим судном и (или) с буксируемым оборудованием.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций на судне должны быть предусмотрены стандартные мероприятия по охране морской среды, которые применяются для любых судов данного типа, согласно требованиям нормативных документов.

Попадание нефтепродуктов за борт классифицируется как аварийная ситуация. Действия судового экипажа в этом случае должно определяться, согласно судового плана чрезвычайных мер по борьбе с загрязнением нефти (SOPEP), обязанного быть на судне.

Используемые для геофизических исследований суда не отличаются от обычных судов; вероятность аварий на них не отличается от среднестатистических показателей, поэтому в случае аварийных ситуаций с разливом нефтепродуктов должен быть введен в действие план ЛРН (ликвидация разлива нефти).

Меры по предотвращению и/или снижению возможных негативных воздействий на социально-экономические условия

Предусмотреть выполнение компенсационных мероприятий в объеме, соответствующему степени негативного воздействия на окружающую среду при проведении геофизических исследований, рекомендованных ГЭЭ (государственной экологической экспертизой), после получения Заключения ГЭЭ по Проекту.

Рациональное использование природных ресурсов на период проведения геологоразведочных работ

Для рационального использования природных ресурсов во время проведения геологоразведочных работ планируются выполнение следующих мероприятий:

1. Подготовка графика проведения работ с учетом оптимальных погодных условий в районе работ для минимизации простоев и задержек.
2. Проведение заблаговременной подготовки применяемых судов и оборудования, включая проведение планово-предупредительных ремонтов и обслуживания как для судового, так для научного оборудования.
3. Проведение проверок и калибровок для используемого оборудования, включая привлечение специализированных организаций для проверок навигационного оборудования согласно процедурам качества и рекомендациям производителей.
4. Проведение тестовых и опытно-методических работ для проверок оборудования и определения оптимальных параметров.
5. Использование при работах современного оборудования, оказывающего минимальное влияние на окружающую среду.
6. Обучение всех сотрудников правильному обращению с отходами.
7. Получение качественного материала (данных сейсморазведки) для минимизации вероятности переотработки, организация и онлайн контроля качества и полевой приемки материала.

8. Проведение проверок аварийно-спасательного оборудования, учений и тренировок экипажа действиям в аварийных и чрезвычайных ситуациях, минимизация ущерба и последствий происшествий.

4.4. Возмещение ущерба окружающей среде

Ущерб, наносимый окружающей среде в ходе реализации работ будет оценен в денежном отношении, что в дальнейшем позволяет через экологические платежи компенсировать негативные последствия, нанесенные хозяйственной деятельностью.

Величина возможного ущерба окружающей среды будет рассчитана из расчета платы за загрязнение атмосферного воздуха выбросами от судовых инсинераторов и судовых двигателей, расчета платы за размещение отходов, ущерба водной биоте, которые складываются из следующих компонентов: гибели рыб-планктофагов в результате гибели организмов зоопланктона; гибели рыб-бентофагов в результате гибели организмов зообентоса; гибели рыб на ранних стадиях развития (ихтиопланктона).

В рамках расчет ущерба водным биоресурсам будут разработаны:

- Рекомендации по направлению компенсационных мероприятий, определен ориентировочный объем капиталовложений, необходимый для их осуществления.

- Расчет размера вреда базируется на технических параметрах планируемых работ, предоставленных Заказчиком, результатах исследований и фондовых материалах ФГБНУ «Госрыбцентр» и ФГБНУ «СахНИРО» о состоянии водных биологических ресурсов в указанном районе.

Расчет размера вреда должен быть выполнен в соответствии с действующей в настоящее время «Методикой исчисления размера вреда, причиненного водным биологическим ресурсам» (Приказ Федерального Агентства по Рыболовству от 25 ноября 2011 г. № 1166) и с учетом рекомендаций согласующих органов.

В соответствии с п. 55, 56 «Методики исчисления..., 2012...» в случае, если субъектом (или заказчиком) намечаемой деятельности планируется восстановление нарушенного состояния водных биоресурсов посредством искусственного воспроизводства водных биоресурсов, организация таких мероприятий осуществляется в соответствии с Правилами организации искусственного воспроизводства водных биологических ресурсов в водных объектах рыбохозяйственного значения, утвержденными постановлением Правительства РФ от 12.02.2014 № 99 «Об утверждении Правил организации искусственного воспроизводства водных биологических ресурсов».

Восстановительные мероприятия проводятся пропорционально понесенным потерям рыбопродукции в натуральном выражении.

В случае невозможности проведения восстановительных мероприятий посредством искусственного воспроизводства отдельных видов водных биоресурсов, состояние запасов которых нарушено, искусственное воспроизводство планируется в отношении других более ценных или перспективных для искусственного воспроизводства либо добычи (вылова) видов водных биоресурсов с последующим выпуском искусственно воспроизводимых личинок и/или молоди водных биоресурсов в водный объект рыбохозяйственного значения в количестве, эквивалентном в промысловом возврате теряемым водным биоресурсам (Методика исчисления..., 2012, п. 57).

Возмещение ущерба окружающей среде производится путем выпуска ВБР в объеме, согласованном федеральным агентством по рыболовству.

5. Сводный перечень проектируемых работ.

В таблице приведены перечень и соответствующие объемы проектируемых геологоразведочных работ.

Таблица 27 – Сводный перечень проектируемых работ.

№ пп	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем работ
I	Работы ОАО «МАГЭ»		
1.	Предполевые работы и проектирование		
1.1.	Составление проектной документации	проект	1
2.	Морские полевые работы		
2.1.	Сейсморазведка МОВ ОГТ 2D	п.км	8900
2.2.	Надводная гравиметрия	п.км	8900
2.3.	Гидромагнитометрия	п.км	8900
2.4.	Навигационно-гидрографические работы	п.км	8900
2.5.	Предварительная обработка полученных данных на борту судна, контроль качества получаемой информации	п.км	8900
2.6.	Горючесмазочные материалы для судна в морской полевой период	руб.	
2.7.	Опытно-методические работы	отр.-см.	8,58
3.	Организация, ликвидация полевых работ	руб.	
4.	Камеральные работы		
4.1.	Обработка полученных данных сейсморазведки МОВ ОГТ 2D	п.км (отр.-см.)	8900 (290,05)
4.2.	Составление информационных геологических отчетов	отчет	10
4.3.	Составление окончательного геологического отчета	отчет	1
5.	Транспортировка грузов и персонала собственным транспортом	руб.	
II	Работы АО «Росгеология»		
1.	Проектирование		
1.1.	Подготовка разделов проектной документации по подрядным работам	проект	1
2.	Камеральные работы РГ		
2.1.	Интерпретационное сопровождение обработки со стороны заказчика	гр.-мес.	0,39
2.2.	Актуализация схем тектонического и нефтегазогеологического районирования шельфа Охотского моря в пределах полигона работ	гр.-мес.	7,0
2.3.	Определение перспектив нефтегазоносности района работ в части:	руб.	
2.4.	Выделение и оконтуривание локальных перспективных объектов и их ранжирование	гр.-мес.	6,9
2.5.	Выделение перспективных зон для локализации ловушек неструктурного типа	гр.-мес.	6,9
2.6.	Оценка ресурсов детерминистическим методом и геологических рисков	гр.-мес.	5,8
2.7.	Составление квартальных информационных отчетов о результатах выполненных работ	отчет	5

№ пп	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем работ
2.8.	Составление годового информационного отчета о результатах выполненных работ	отчет	3
2.9.	Составление итогового геологического отчета	отчет	1
III	Работы АО «Дальморнефтегеофизика»		
1	Предполевые работы		
1.1	Подготовка раздела проектной документации по подрядным работам в составе единой проектной документации по объекту	проект	1
2	Камеральные работы		
2.1.	Предварительная обработка ретроспективных сейсморазведочных данных	п.км	5 800
2.2.	Обработка ретроспективных данных сейсморазведки	п.км	11 500
2.3.	Построение глубинно-скоростной модели и глубинная миграция до суммирования по новым сейсмическим данным	п.км	8900
2.4.	Загрузка данных в рабочие станции и интерпретация ретроспективных и новых сейсмических данных с использованием интерпретационного пакета программ	п.км	26 200
2.5.	Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных	п.км	26 200
2.6.	Подготовка цифрового массива увязанных разрезов МОВ ОГТ 2D (в формате SEG-Y)	массив	1
2.7.	Составление ежеквартальных информационных геологических отчетов	отчет	8
2.8.	Составление годовых информационных геологических отчетов	отчет	3
2.9.	Подготовка глав итогового геологического отчета	отчет	1
IV	Работы АО «Южморгеология»		
1	Предполевые работы и проектирование		
1.1.	Составление разделов проектной документации	проект	1
2.	Камеральные работы		
2.1	Обработка гравиметрических данных	п.км	8900
2.2.	Обработка магнитометрических данных	п.км	8900
2.3.	Интерпретация гравиметрических данных	п.км	8900
2.4.	Интерпретация магнитометрических данных		8900
2.5.	Создание геолого-информационной основы проекта в формате ГИС	ГИС-проект	1
2.6.	Составление ежеквартальных информационных геологических отчетов	отчет	6
2.7	Составление годовых информационных геологических отчетов	отчет	2
2.8	Составление итогового геологического отчета	отчет	1
V	Работы АО «СНИИГГиМС»		
1.	Предполевые работы и проектирование	отр.-мес.	
2.	Камеральные работы		
2.1.	Построение петроупругой модели, определение основных литотипов и петрофизическое моделирование	скв.	3

№ пп	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем работ
	изменений параметров резервуара с целью выяснения возможности сейсмического прогноза в опорных скважинах		
2.2.	Составление квартальных отчетов	отчет	1
VI	Работы ООО «ЦМИ МГУ»		
1.	Предполевые работы и проектирование		
1.1.	Разработка расчетных разделов ПМОС	проект	1
2.	Разработка ОВОС		
2.1	Расчет ущерба водным биоресурсам	руб.	
2.2.	Стронние расчеты и разделы	руб.	
2.3	Разработка разделов Моделирование аварийных ситуаций	руб.	
2.4	Проведение общественных обсуждений	руб.	

6. Ожидаемые результаты работ и требования к получаемой геологической информации о недрах

Ожидаемые геологические результаты:

1. Уточнено геологическое строение осадочных бассейнов Охотского моря с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

2. Уточнен региональный структурно-тектонический план с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

3. Изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности для уточнения сейсмостратиграфической схемы расчленения бассейнов Охотского моря.

4. Проведен сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ осадочного чехла бассейнов Охотского моря.

5. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных комплексов Охотского моря и зон возможного нефтегазонакопления с учетом новых комплексных морских геофизических исследований.

По результатам работ будут представлены основные результирующие материалы по каждому виду работ в виде первичной и интерпретированной информации о недрах.

Перечень первичной информации о недрах:

1. Утвержденная проектная документация;
2. По навигационному обеспечению:
 - Полевые навигационные данные в формате UKOOA (P2/94);
 - Обработанные навигационные данные, в формате UKOOA (P1/90);
 - Вспомогательные материалы:
 - отчет и данные по калибровке навигационного комплекса;
 - полный набор рапортов навигаторов;
 - полный набор отчетов навигаторов;
 - детальное описание заголовка навигационных данных;
 - каталог фактически отработанных профилей полной кратности в текстовом формате;
 - карта проектных профилей (preplot) и фактически отработанных (postplot) профилей.
 - Акт окончательной приемки навигационных материалов;
 - Описание использованной системы координат.
3. По сейсморазведочным работам:
 - Отчет о результатах полевой экспресс-обработки с целью контроля качества сейсмических данных, включая временные разрезы (формат SEG-Y), разрезы ближних удалений (формат SEG-Y), файлы атрибутов и количественные оценки качества сейсмических записей.
 - Полевые сейсмические данные в формате SEG-D
 - Ежедневные и ежемесячные тесты SEG-D и SEG-Y
 - Вспомогательные материалы:
 - полный набор рапортов операторов;
 - ежедневные тесты сеймостанции;
 - ежемесячные тесты сеймостанции;

- сигнатура источника в дальней зоне;
- тест соответствия пневмоисточников (bubble test);
- детальное описание заголовка сейсмических данных;
- Полевые сейсмограммы с присвоенной геометрией в формате SEG-Y;
- Записи сигналов с гидрофонов зоны ближнего поля;
- Ежедневные рапорты Начальника партии;
- Полевой отчет Начальника партии;
- Акт окончательной приемки полевых материалов от исполнителя

4. По гравirazведочным работам:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;
- результаты аппаратурных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- результаты опорных наблюдений до выхода в море и после возвращения;
- Акты окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.

5. По гидромагнитной съемке:

- файлы первичных материалов;
- журнал наблюдений в табличной форме;
- результаты аппаратурных проверок регистрирующего оборудования и регламентных работ на бумаге и в электронном виде;
- Акт окончательной приёмки полевого материала от исполнителя.

Перечень интерпретированной информации о недрах:

1. Результаты обработки материалов:

1.1. Результаты обработки вновь полученных и ретроспективных сейсмических материалов:

- исходные сейсмограммы ОПВ с введенной геометрией (SEG-Y);
- окончательные сейсмограммы ОГТ с введенными финальными статическими и кинематическими поправками (SEG-Y);
- окончательные суммарные разрезы (SEG-Y);
- окончательные суммарные разрезы после временной миграции до суммирования (SEG-Y);
- окончательные скорости суммирования (ASCII);
- скорости миграции (SEG-Y, ASCII);
- статические поправки (априорные, корректирующие) (ASCII).
 - сейсмограммы ОГТ после сигнальной обработки с введенными финальными статическими и кинематическими поправками (SEG-Y);
 - разрезы параметра VTI (eta);
 - сейсмограммы общей точки отражения (ОТО) после анизотропной временной миграции до суммирования (SEG-Y);
 - окончательные суммарные разрезы после анизотропной временной миграции до суммирования (SEG-Y);
 - глубинно-скоростные модели (SEG-Y);
 - сейсмограммы общей точки отражения (ОТО) после глубинной миграции до суммирования во временной области (SEG-Y);
 - окончательные суммарные разрезы после глубинной миграции до

суммирования (SEG-Y) во временной и глубинной области (SEG-Y).

1.2. Результаты обработки вновь полученных гравиметрических и гидромагнитных материалов:

- графики и карты (схемы) изаномал силы тяжести и целевых трансформант, карты локальных аномалий аномальных гравитационного в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети формате ASCII-grid;

- графики и карты (схемы) аномального магнитного поля и целевых трансформант, карта локальных аномалий в условном уровне (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде равномерной квадратной сети в формате ASCII-grid

2. Результаты комплексной интерпретации:

2.1. Карты геофизической изученности (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате shp-файла.

2.2. Уточненное геологическое строение осадочного чехла бассейнов Охотского моря в виде:

- сейсмических временных и глубинных динамических разрезов по линиям отработанных профилей (горизонтальный масштаб 1:200 000, вертикальный масштаб: по согласованию), в том числе в формате SEG-Y;

- сейсмогеологических разрезов по характерным профилям (горизонтальный масштаб 1:500 000, вертикальный масштаб: по согласованию);

- карт изохрон и структурных карт по поверхности фундамента и по основным отражающим горизонтам в отложениях осадочного чехла (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid;

- карт мощности осадочного чехла и перспективных сейсмокомплексов (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid;

- результатов AVO анализа (раздел текста с иллюстрациями); в том числе разрезы градиента, интерсепта, угловые суммы в четырех диапазонах углов (формат SEG-Y);

- объемной глубинно-скоростной модели (ASCII);

- карты рельефа дна (ASCII-grid).

2.3. Региональный структурно-тектонический план бассейнов с элементами разломно-блоковой тектоники фундамента в виде:

- карты (схемы) тектонического районирования (масштаб 1:2 000 000), в том числе в виде shp-файла;

- карты (схемы) поверхности фундамента, построенная с учетом данных потенциальных полей (масштаб 1:2 000 000), в том числе в формате ASCII-grid либо shp-файлы.

2.4. Сеймостратиграфическая схема кайнозойских отложений (раздел текста с иллюстрациями).

2.5. Карта перспектив нефтегазоносности (масштаб 1:2 000 000) в виде shp-файла.

2.6. Геолого-геофизическая основа для актуализации схемы нефтегазогеологического районирования в виде:

- Литофациальных и палеографических карт (масштаб 1:2 000 000) в виде shp-файла;

- Анализа материалов по ранее выявленным локальным объектам.

Порядок приемки отчетных материалов:

Ежеквартальные и годовые отчеты представляются Заказчику на машинных носителях и принимаются в установленном порядке.

Годовые информационные геологические отчеты представляются Заказчику после их утверждения на НТС Подрядчика.

Приёмка окончательного геологического отчета производится Заказчиком в установленном порядке.

Рассылка (тиражирование) отчетных материалов:

Информационные годовые геологические отчеты и окончательный геологический отчет представляются Заказчику на бумажных и машинных носителях.

7. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Авербух А.Г., Аккуратов О.С., Беклемишев А.Б., Богданов Г.А., Воцалевский З.С., Инин В.В., Колесов С.В., Кондратьев О.К., Михальцев А.В., Мушин И.А., Панфилов В.А., Птецов С.Н., Самойлов А.В., Цыпышев Н.Н., Шайдаков В.А. Инструкция по сейсморазведке. ГФУП ВНИИГеофизика, Москва, 2003 г., 149 стр.
2. Астахов А.С. Позднечетвертичное осадконакопление на шельфе Охотского моря. Владивосток, ДВО АН СССР, 1986, 140 с.
3. Баранов Б.В., Дозорова К.А., Карп Б.Я., Карнаух В.Н., Вонг К., Людманн Т. Природа поднятия фундамента в Курильской котловине: сдвиговая зона или спрединговый хребет?. – «Доклады Академии наук», 2002, т. 382, № 4, с. 513-516.
4. Временные требования к представлению данных сейсморазведки в Государственный (Национальный) банк цифровой геологической информации и информации о недропользовании в России. - Москва, ГлавНИВЦ, 2000 г. Утв. Министерством Природных Ресурсов РФ.
5. ГОСТ Р 53579-2009 Система стандартов в области геологического изучения недр (СОГИН). Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 877-ст. ФГУП "ВСЕГЕИ", ФГУНПП "Росгеолфонд". Москва, Стандартинформ, 2010. 51 с.
6. Гравиметр мобильный «Чекан-АМ». Руководство по эксплуатации. 0-081-0812. ДНИЯ.462531.008-02РЭ. 92 с.
7. Грецкая Е.В. Исходный нефтегазоматеринский потенциал органического вещества осадков (на примере впадин Охотского моря). Владивосток, ДВО АН СССР, 1990, 111 с.
8. Грецкая Е.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В., Митрофанова Л.И. Сейсмостратиграфическая схема Охотского моря и Татарского пролива. – «Геология нефти и газа», 2014, № 6, с. 19-28.
9. Донные осадки южной части Охотского моря. М., «Наука», 1979, 145 с.
10. Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения – «Научно-технический сборник. Вести газовой науки». 2018, № 4, с. 19-23.
11. Емельянова Т.А. Вулканизм Охотского моря. Владивосток, «Дальнаука», 2004, 148 с.
12. Емельянова Т.А., Леликов И.П., Съедин В.Т., Нарыжный В.И. Геология и особенности вулканизма дна Охотского моря. – «Тихоокеанская геология», 2003, №4, с. 3-18.
13. Зоненшайн Л.П., Мурдмаа И.О., Баранов Б.В. Подводный газовый источник в Охотском море к западу от о-ва Парамушир. – «Океанология», 1987, т. XXVII, № 5, с. 795-800.
14. Методические рекомендации по учету, хранению и передаче фондовой информации на машинных носителях. Росгеолфонд. Москва, 1997.
15. Инструкция по магниторазведке (наземная магнитная съемка, аэромагнитная съемка, гидромагнитная съемка)/М-во геологии СССР.- Л.: Недра, 1981.- 263 с.
16. Инструкция по гравиметрической разведке. Автор(ы): Веселов К.Е., Мудрецова Е.А., Сучкова Р.В. Издание: Всесоюзный научно-исследовательский институт геофизических методов разведки, Москва, 1975 г., 88 стр.
17. Инструкция по морской гравиметрической съемке (ИГ-78). Министерство обороны СССР, ГУНиО, 1979.
18. Инструкция по морской магнитной съемке (ИМ-86). Министерство обороны СССР, ГУНиО, 1987.

19. Инструкция по морской сейсморазведке и сейсмоакустике / ПО "Южморгеология", н.-и. и проект. ин-т геофиз. методов разведки океана. - Геленджик : ПО "Южморгеология", 1986. - 103 с.
20. Карта нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ. Масштаб 1:5 000 000. М., ФГУП ВНИГНИ, 2012. (коллектив авторов, отв. исполнитель М.И. Лоджевская).
21. Каталог станций драгирования в Охотском море. Южно-Сахалинск, ИМГиГ ДВО РАН, 1992, 101 с. (коллектив авторов, отв. редактор В.В. Ильин).
22. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477.
23. Кирюхина Т.А., Соловьева А.А., Санникова И.А., Франчук А.А. Геохимические предпосылки нефтегазоносности кайнозойских отложений западнокамчатского шельфа. – «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России», 2017, № 3, с. 151-161.
24. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая – азиатская часть России. М., ВНИГНИ, 2010, 720 с.
25. Лоция Охотского моря. Выпуск 2. Северная часть моря. Санкт-Петербург, ГУНиО МО, 1999, 326 с.
26. Международный стандарт ISO 14001:2015 (ГОСТ Р ИСО 14001–2016). Системы экологического менеджмента – Требования и руководство по применению (Environmental Management Systems – Requirements with guidance for use).
27. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., изд-во ВНИГНИ, 2000, 189 с.
28. Мониторинг метана в Охотском море. Владивосток, «Дальнаука», 2002, 250 с. (коллектив авторов, отв. редакторы А.И. Обжиров, А.Н. Салюк, О.Ф. Верещагина).
29. Обжиров А.И., Болобан А.В., Веникова А.Л. Газогеохимические исследования и робототехника в инженерном проектировании на морском дне. – «Подводные исследования и робототехника», 2016, № 1, с. 66-71.
30. Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1:2 500 000. М., 2000, 193с. (коллектив авторов, отв. ред. Н.А. Богданов, В.Е. Хаин). (Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН).
31. Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности. Л., «Недра», 1987, 263с.
32. Охрана природы, мониторинг и обустройство сахалинского шельфа. – Ю-Сахалинск: Сахалинское книжное издательство, 2001. – 72 с.
33. Оценка экологического воздействия сейсмической разведки Шах Дениз. Отчет. (Подготовлен компанией Инвайронмент энд Рисорс Текнолоджи Лимитед Каспиан для БиРи Шах Дениз Лимитед). Баку. 1997.
34. Павленкова Н.И., Кашубин С.Н., Гонтовая Л.И., Павленкова Г.А. Глубинное строение и геодинамика Охотоморского региона. – «Региональная геология и металлогения», 2018, № 76, с. 70-82.
35. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. М.: Изд-во ВНИРО, 2001. 247 с.
36. Патин С.А. Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа. М.: Изд-во ВНИРО, 1997. 350 с.
37. Правила гидрографической службы № 4 Съёмка рельефа дна. Часть 2. Требования и методы (ПГС № 4, ч. 2)», издание ГУНиО МО, 1984 г.
38. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943).

39. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 N352 "Об утверждении Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых" (Зарегистрировано в Минюсте России 01.07.2016 N 42717)

40. Приказ Минприроды России от 24 октября 2016 г. N 555 "Об утверждении перечней первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах, представляемых пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, фонды геологической информации субъектов российской федерации по видам пользования недрами и видам полезных ископаемых" (Зарегистрировано в Минюсте России 21 ноября 2016 г. N 44377).

41. Приказ Минприроды России от 29.05.2018 N 226 "О внесении изменений в Правила подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. N 352" (Зарегистрировано в Минюсте России 19.09.2018 N 52191)

42. Прокудин В.Г. К вопросу о возрасте отложений чехла Курильской котловины Охотского моря. – «Тихоокеанская геология», 2015, № 3, с. 65-77.

43. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ). СПб., «Недра», 2003, 120 с. (коллектив авторов, научный ред. Ю.Н. Григоренко).

44. Решения рабочих Межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену и неогену восточных районов России – Камчатки, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов. Объяснительная записка к стратиграфическим схемам. М., «ГЕОС», 1998, 147 с.

45. Сейсмическая стратиграфия. В 2-х т. Под ред. Ч. Пейтона, 1982, М., «Мир», 843 с.

46. Строение земной коры в области перехода от Азиатского континента к Тихому океану. М., «Наука», 1964, 306 с. (редакторы Е.И. Гальперин и И.П. Косминская).

47. Тектонический кодекс России. Гусев Г.С., Межеловский Н.В., Гуцин А.В. и др. М., ГЕОЛКАРТ: «ГЕОС», 2016, 240 с.

48. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. М., «Наука», 2006, 130 с. (коллектив авторов, отв. редактор К.Ф. Сергеев).

49. Терехов Е.П., Цой И.Б., Ващенко Н.Г., Можеровский А.В., Горюва М.Т. Условия осадконакопления и история развития Курильской котловины (Охотское море) в кайнозое. – «Тихоокеанская геология», 2008, №4, с. 615-623.

50. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М., «Научный мир», 2010, 276 с.

51. Харахинов В.В. Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона. – «Геология нефти и газа», 2018, № 2, с. 25-39.

52. Цой И.Б., Шастина В.В. Кайнозойский кремнистый микропланктон из отложений Охотского моря и Курило-Камчатского желоба. Владивосток, «Дальнаука», 2005, 181 с.

53. Экологическое обоснование проведения сейсморазведочных работ на акваториях дальневосточных и северо-восточных морей Российской Федерации. — М., ВНИИПрироды, 2000.

54. Cruise report:KOMEX V and VI, RV Professor Gagarinsky cruise 26, MV Marshal Gelovany cruise 1. Geomar Report. V. 88. Kiel, 2000, 296 p.

Неопубликованная.

55. Грецкая Е.В., Митрофанова Л.И., Рыбак-Франко и др. «Создание геолого-геофизической основы для стратиграфической схемы кайнозойских отложений Охотоморского региона с целью уточнения прогноза нефтегазоносности». Отчет по госконтракту № 06/02/70-112. АО «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 2013. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1286.

56. Ковтунович П.Ю., Лопатнёв Ю.В., Литвинова А.В. «Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Голыгинского прогиба на континентальном шельфе Юго-Западной Камчатки в Охотском море». Отчёт по госконтракту № 01/02/33114. АО «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 2005. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1258.

57. Петровская Н.А., Зайцев В.А. «Комплексные поисковые геофизические исследования на Колпаковском участке шельфа Западной Камчатки». Отчет по объекту 13/87. Трест «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 1989 г. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1088.

58. Петровская Н.А. «Изучить геологическое строение и выполнить оценку перспектив нефтегазоносности Магаданского и Шелиховского бассейнов в Охотском море». Отчет по госконтракту № ПС-02-06/1796. ОАО «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 2005. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1251.

59. Сакулина Т.С., Рослов Ю.В., Верба М.Л. и др. «Создание опорного геолого-геофизического профиля Магадан-Южные Курилы в Охотском море для изучения глубинного строения с целью обоснования суверенного права Российской Федерации на центральную часть Охотского моря. Госконтракт № 06/08/20-25». ФГУННП «Севморгео», Санкт-Петербург, 2008. ФГБУ «Росгеолфонд», № 491234.

60. Сакулина Т.С., Каленич А.П., Атаков А.И. и др. «Создание опорного геолого-геофизического профиля 1-ОМ Шантарские о-ва -Северные Курилы. Гос.контракт № 11/08/20-7. Доп.согл. № 1,2 ». ФГУННП «Севморгео», Санкт-Петербург, 2010. ФГБУ «Росгеолфонд», № 497312.

61. Спирина Е.Е., Петровская Н.А. «Комплексные поисковые геофизические исследования на Восточно-Шелиховском и Западно-Шелиховском участке Охотского моря». Отчет по объектам 17/89 и 25/89. Трест «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 1991 г. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1151.

62. Терешук А.А., Кровушкина О.А., Кораблинов В.Е. и др. «Строительство поисковой скважины Западно-Сухановская № 1». ООО «Камчатнефтегаз», Южно-Сахалинск, 2009. ФГБУ «Росгеолфонд», № 492722.

63. Чуйко Л.С. Комплексные рекогносцировочные геофизические исследования в Охотском море. Отчет 11/86. Трест «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 1988. Фонды АО «Дальморнефтегеофизика», № 1048.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Договор ФГБУ "ВНИГНИ" с ОАО "МАГЭ". Контракт №0373100135320000017-0767715-01 от 04.06.2020 г. на выполнение работ по геологическому изучению недр "Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря"

КОНТРАКТ № 0373100135320000017-0767715-01
на выполнение работ по геологическому изучению недр



«Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря»

г. Москва

" 04 " 06 2020 г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), далее именуемое «Заказчик», в лице генерального директора Мельникова Павла Николаевича, действующего на основании Устава, с одной стороны и Открытое акционерное общество «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»), далее именуемое «Подрядчик», в лице генерального директора Казанина Алексея Геннадьевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», в соответствии с Федеральным законом от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» по итогам проведения открытого конкурса в электронной форме (протокол подведения итогов от «19» мая г. № 0373100135320000017, ИКЗ 201772033029177200100100310017112000) заключили настоящий контракт (далее - Контракт) о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ КОНТРАКТА

1.1. Подрядчик обязуется выполнить в соответствии с условиями настоящего Контракта работы «Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря», а Заказчик принять и оплатить выполненные работы.

1.2. Указанные в п. 1.1 настоящего Контракта работы выполняются в рамках «Перечня новых объектов геологоразведочных работ, связанных с геологическим изучением, финансируемых за счет субсидии на финансовое обеспечение выполнения государственного задания на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов.», утвержденного Приказом Федерального агентства по недропользованию от 25.03.2020 №128.

2. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

2.1. Работы по настоящему Контракту выполняются в один этап в соответствии с утвержденными Заказчиком Техническим (геологическим) заданием (Приложение 1 к настоящему Контракту), единой проектной документацией по объекту, прошедшей экспертизу в установленном порядке, а также в соответствии с обязательными требованиями действующего законодательства Российской Федерации к осуществлению деятельности, связанной с выполнением работ по настоящему Контракту. Подрядчик по доверенности Заказчика самостоятельно обеспечивает получение всех необходимых для проведения работ, указанных в Техническом (геологическом) задании, лицензий, сертификатов и иных специальных разрешений органов государственной власти и местного самоуправления.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 037310013532000017-0767715-01

Сроки выполнения работ по настоящему Контракту, а также содержание выполнения работ утвoднены Контрактом и Техническим (геологическим) заданием (Приложение 1 к настоящему Контракту).

2.2. Техническое (геологическое) задание подлежит ежегодному уточнению по результатам ранее выполненных работ по настоящему Контракту и с учетом доведенных до Заказчика средств субсидии на выполнение Государственного задания в пределах цены, установленной Контрактом в соответствии с пунктом 3.1 Контракта.

2.3. Подрядчик в течение 14 календарных дней с даты заключения настоящего Контракта обязан представить Заказчику проектную документацию на проведение работ по региональному геологическому изучению недр, предусмотренных настоящим Контрактом, с приложением укрупненного расчета стоимости работ по проекту и единичных расценок по видам работ, утвержденные Подрядчиком, в соответствии с требованиями, установленными приказом Минприроды России от 14.06.2016 №352.

2.4. Подрядчик обязан предоставлять Заказчику достоверную информацию о ходе исполнения своих обязательств по запросу Заказчика, в том числе своевременно в письменной форме информировать о сложностях, возникающих при исполнении работ по Контракту, связанных с возможным изменением графика и сроков выполнения работ.

2.5. Подрядчик вправе с учетом условий настоящего Контракта привлекать к выполнению работ третьих лиц (субподрядчиков), обладающих необходимым опытом, оборудованием и персоналом, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации – лицензией, сертификатом и иным специальным разрешением, подтверждающим их право на выполнение работ по Контракту. При этом всю ответственность за выполняемые работы по настоящему Контракту несет Подрядчик.

2.5.1. Подрядчик, не являющийся субъектом малого предпринимательства или социально ориентированной некоммерческой организацией, обязан привлечь к исполнению Контракта субподрядчиков, соисполнителей из числа субъектов малого предпринимательства или социально ориентированных некоммерческих организаций в объеме 15 (пятнадцать) процентов от цены Контракта. За невыполнение указанного требования Подрядчик несет ответственность в соответствии с п. 5.3.5 настоящего Контракта¹.

2.5.2. В связи с привлечением к исполнению Контракта субподрядчиков, соисполнителей из числа субъектов малого предпринимательства или социально ориентированных некоммерческих организаций Подрядчик обязан:

2.5.2.1. В срок не более 5 рабочих дней со дня заключения договора с субподрядчиком, соисполнителем представить Заказчику:

а) декларацию о принадлежности субподрядчика, соисполнителя к субъектам малого предпринимательства, социально ориентированной некоммерческой организации, составленную в простой письменной форме, подписанную руководителем (иным уполномоченным лицом)

¹ Для целей исполнения условий Контракта под социально ориентированными некоммерческими организациями подразумеваются организации, осуществляющие в соответствии с учредительными документами виды деятельности, предусмотренные пунктом 1 статьи 31.1 Федерального закона от 12 января 1996 года N 7-ФЗ "О некоммерческих организациях", за исключением социально ориентированных некоммерческих организаций, учредителями которых являются Российская Федерация, субъекты Российской Федерации или муниципальные образования.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 037310013532000017-0767715-01 субъекта малого предпринимательства, социально ориентированной некоммерческой организации и заверенную печатью (при наличии печати);

б) копию договора (договоров), заключенного с субподрядчиком, соисполнителем заверенную Подрядчиком.

В случае замены субподрядчика, соисполнителя на этапе исполнения Контракта на другого субподрядчика, соисполнителя Подрядчик обязан направить Заказчику указанные документы в течение 5 рабочих дней со дня заключения договора с новым субподрядчиком.

2.5.2.2. В течение 10 рабочих дней со дня оплаты Подрядчиком выполненных обязательств по договору с субподрядчиком, соисполнителем представлять Заказчику следующие документы:

а) копии документов о приемке поставленного товара, выполненной работы, оказанной услуги, которые являются предметом договора, заключенного между Подрядчиком и привлеченным им субподрядчиком, соисполнителем;

б) копии платежных поручений, подтверждающих перечисление денежных средств Подрядчиком субподрядчику, соисполнителю, - в случае если договором, заключенным между Подрядчиком и привлеченным им субподрядчиком, соисполнителем, предусмотрена оплата выполненных обязательств до срока оплаты поставленных товаров, выполненных работ, оказанных услуг, предусмотренного Контрактом, заключенным с Заказчиком (в ином случае указанный документ представляется Заказчику дополнительно в течение 5 дней со дня оплаты Подрядчиком обязательства, выполненных субподрядчиком, соисполнителем).

2.5.2.3. Оплачивать поставленные субподрядчиком, соисполнителем товары, выполненные работы (ее результаты), оказанные услуги, отдельные этапы исполнения договора, заключенного с таким субподрядчиком, соисполнителем, в течение 15 рабочих дней с даты подписания поставщиком (исполнителем, подрядчиком) документа о приемке товара, выполненной работы (ее результатов), оказанной услуги, отдельных этапов исполнения договора;

2.5.2.4. Нести гражданско-правовую ответственность перед Заказчиком, предусмотренную п.5.3.5 Контракта, за неисполнение или ненадлежащее исполнение условия о привлечении к исполнению контрактов субподрядчиков, соисполнителей, в том числе:

а) за представление документов, указанных в пунктах 2.5.2.1-2.5.2.2, содержащих недостоверные сведения, либо их непредставление или представление таких документов с нарушением установленных сроков;

б) за непривлечение субподрядчиков, соисполнителей в объеме, установленном в Контракте.

2.5.2.5. Подрядчик вправе в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения субподрядчиком, соисполнителем обязательств, предусмотренных договором, заключенным с Подрядчиком, осуществлять замену субподрядчика, соисполнителя, с которым ранее был заключен договор, на другого субподрядчика, соисполнителя.

2.5.3. Подрядчик обязан предоставлять Заказчику информацию обо всех соисполнителях, субподрядчиках, заключивших договор или договоры с Подрядчиком, цена которого или общая цена которых составляет более чем 10 процентов цены Контракта. Указанная информация предоставляется Заказчику в течение десяти дней с момента заключения Подрядчиком договора с соисполнителем, субподрядчиком.

2.5.3.1. В случае нарушения требования, установленного пунктом 2.5.3 настоящего Контракта, Подрядчик несет ответственность, предусмотренную пунктом 5.3.8 настоящего



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

2.6. Подрядчик приступает к выполнению работ в 2021 и 2022 годах только после того, как получит от Заказчика уведомление о доведении (утверждении) ему объема прав на принятие и (или) исполнение обязательств, который позволяет в соответствующем году оплатить Контракт без изменения его условий.

Заказчик уведомляет Подрядчика о доведении (утверждении) объема таких прав не позднее 10 рабочих дней со дня наступления указанного условия путем направления письменного уведомления.

3. ЦЕНА КОНТРАКТА И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ

3.1. Цена Контракта составляет 1 440 700 000,00 (Один миллиард четыреста сорок миллионов семьсот тысяч) рублей 00 копеек, в том числе налог на добавленную стоимость (20%) – 240 116 666,67 (Двести сорок миллионов сто шестнадцать тысяч шестьсот шестьдесят шесть) рублей 67 копеек, из них:

на 2020 год – 679 611 652,00 (Шестьсот семьдесят девять миллионов шестьсот одиннадцать тысяч шестьсот пятьдесят два) рубля 00 копеек, в том числе налог на добавленную стоимость (20%) – 113 268 608,67 (Сто тринадцать миллионов двести шестьдесят восемь тысяч шестьсот восемь) рублей 67 копеек.

на 2021 год – 476 040 778,00 (Четыреста семьдесят шесть миллионов сорок тысяч семьсот семьдесят восемь) рублей 00 копеек, в том числе налог на добавленную стоимость (20%) 79 340 129,67 (Семьдесят девять миллионов триста сорок тысяч сто двадцать девять) рублей 67 копеек.

на 2022 год – 285 047 570,00 (Двести восемьдесят пять миллионов сорок семь тысяч пятьсот семьдесят рублей 00 копеек, в том числе налог на добавленную стоимость (20%) 47 507 928,33 (Сорок семь миллионов пятьсот семь тысяч девятьсот двадцать восемь) рублей 33 копейки) рублей.

Если в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах налоги, сборы и иные обязательные платежи подлежат уплате в бюджеты бюджетной системы Российской Федерации Заказчиком, цена Контракта уменьшается на размер налогов, сборов и иных обязательных платежей в бюджеты бюджетной системы Российской Федерации, связанных с оплатой Контракта.

3.2. Цена Контракта включает расходы на уплату налогов, таможенных пошлин, сборов и других обязательных платежей в бюджеты всех уровней, приобретение материалов, необходимых для выполнения работ, приобретение (аренду) оборудования, используемого для выполнения работ, иные сопутствующие выполнению работ расходы Подрядчика.

Если Контракт заключается с физическим лицом, в том числе зарегистрированным в качестве индивидуального предпринимателя, сумма, подлежащая уплате физическому лицу, уменьшается на размер налоговых платежей, связанных с оплатой Контракта.

3.3. Цена Контракта является твердой и определяется на весь срок исполнения Контракта.

3.4. Цена Контракта может быть снижена по соглашению сторон без изменения объема работ, их качества и иных условий Контракта.

3.5. Работы по настоящему Контракту выполняются за счет средств субсидии на выполнение государственного задания.

3.6. В случае уменьшения в соответствии с Бюджетным кодексом Российской Федерации получателю бюджетных средств, предоставившему Заказчику субсидию, ранее доведенных в



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135520000017-0767715-01
установленном порядке лимитов бюджетных обязательств на предоставление указанной
субсидии, по соглашению Сторон могут быть изменены размер и (или) сроки оплаты и (или)
объем работ.

3.7. Заказчик авансирует Подрядчика для выполнения работ по настоящему Контракту в пределах доведенной Федеральным агентством по недропользованию субсидии на выполнение государственного задания ФГБУ «ВНИГНИ». Авансирование работ по настоящему Контракту осуществляется Заказчиком на основании предоставленного Подрядчиком счета в размере 30 % от цены Контракта, но не более суммы финансирования по настоящему Контракту, предусмотренной на текущий год, с зачетом аванса в полном объеме в акт (акты) выполненных работ за первый (и последующий) год (годы) работ по Контракту.

Выплата аванса не осуществляется в случае, предусмотренном ч.13 ст.37 Федеральным законом от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

Последующие после выплаты аванса платежи не должны превышать разницу между стоимостью фактически выполненных работ, подтвержденных в соответствии с установленным Министерством финансов Российской Федерации порядком санкционирования оплаты денежных обязательств получателей средств федерального бюджета, и общей суммой ранее выплаченного авансового платежа.

3.8. Заказчик осуществляет оплату работ по настоящему Контракту поквартально на основании подписанных без замечаний акта выполненных работ (по форме согласно Приложению №2 к Контракту), информационного геологического отчета о видах и объемах выполненных работ (по форме согласно Приложению №3 к Контракту), счета Подрядчика на оплату. Оплата работ будет осуществлена только после получения Заказчиком положительного заключения экспертизы на проектную документацию по объекту Заказчика, в рамках которого осуществляются работы, предусмотренные настоящим Контрактом.

3.9. Необоснованные затраты исключаются Заказчиком из акта выполненных работ, при этом Заказчик информирует Подрядчика о причинах исключения затрат в письменной форме.

3.10. Заказчик производит оплату на основании выставленного Подрядчиком счета в течение 30 (тридцати) календарных дней с даты подписания Сторонами акта выполненных работ.

3.11. Окончательный расчет по настоящему Контракту производится Заказчиком в течение 25 (двадцати пяти) календарных дней с даты подписания Сторонами акта сдачи-приемки выполненных работ (по форме согласно Приложению №5 к Контракту).

3.12. Обязательство Заказчика по оплате считается исполненным с момента списания денежных средств с лицевого счета Заказчика, открытого в территориальном органе Федерального казначейства Российской Федерации.

4. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ РАБОТ

4.1. Подрядчик представляет Заказчику акт выполненных работ, информационный (геологический) отчет о видах и объемах выполненных работ ежеквартально за 10 календарных дней до окончания квартала, кроме последнего отчетного периода.

4.1.1. Подрядчик представляет Заказчику Информационный (геологический) отчет о результатах выполненных работ за отчетный год, акт выполненных работ за последний квартал отчетного года и акт сдачи-приемки выполненных работ за год до 20 ноября отчетного года.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373109135320000017-0767715-01

4.2. Акт сдачи-приемки работ по Контракту и окончательный геологический отчет о результатах работ Подрядчик представляет Заказчику до 5 числа последнего месяца окончания работ, установленных в Технических (геологических) заданиях.

4.3. Для проверки предоставленных Подрядчиком результатов, предусмотренных Контрактом, в части их соответствия условиям Контракта, Заказчик проводит экспертизу.

Экспертиза может проводиться Заказчиком своими силами или к ее проведению могут привлекаться эксперты, экспертные организации на основании контрактов, заключенных в соответствии с Федеральным законом от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

По решению Заказчика для приемки выполненных работ по Контракту может создаваться приемочная комиссия, которая состоит не менее чем из пяти человек.

В случае экспертизы результатов работ по Контракту силами экспертов, экспертных организаций, результаты указанной экспертизы выполненных работ по контракту оформляются в виде экспертного заключения, которое подписывается экспертом, уполномоченным представителем экспертной организации и должно быть объективным, обоснованным и соответствовать законодательству Российской Федерации. Если по результатам такой экспертизы установлены нарушения требований Контракта, не препятствующие приемке выполненных работ по Контракту, в экспертном заключении могут содержаться предложения об устранении данных нарушений, в том числе с указанием срока их устранения.

Приемка результатов выполнения работ по Контракту Заказчиком оформляется актом на основании экспертного заключения о приемке результатов работ по Контракту, подписанного экспертом или всеми членами приемочной комиссии Заказчика.

В случае привлечения Заказчиком для проведения экспертизы результатов выполненных работ по Контракту экспертов, экспертных организаций при принятии решения о приемке или об отказе в приемке результатов выполненных работ по Контракту, приемочная комиссия должна учитывать отраженные в экспертном заключении предложения экспертов, экспертных организаций, привлеченных для ее проведения.

Окончательный геологический отчет о результатах работ Подрядчика рассматривается на заседании Ученого совета Заказчика.

В случае несоответствия результатов работ требованиям настоящего Контракта Заказчик направляет Подрядчику мотивированные возражения с приложением перечня выявленных недостатков и сроков их устранения. Подрядчик обязан произвести необходимые исправления без дополнительной оплаты в установленные Заказчиком сроки.

4.4. Приемка работ Заказчиком проводится в следующие сроки:

- в течение 15 (пятнадцати) рабочих дней с момента поступления документов, указанных в п. 3.8 настоящего Контракта;

- в течение 25 (двадцати пяти) календарных дней с момента поступления документов, указанных в п. 4.2. настоящего Контракта.

4.5. Заказчик рассматривает в установленном порядке поступившие документы в сроки, указанные в п. 4.4. настоящего Контракта, и в случае положительного решения подписывает их.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

4.6. Качество работ должно соответствовать обязательным требованиям, установленным действующим законодательством и иными нормативным актам, устанавливающим инструктивные, технические и методические требования к проведению работ.

Если обязательные требования отличаются от требований документа, которым стороны договорились руководствоваться, то применению подлежат положения, устанавливающие более высокие требования к качеству.

4.7. В случае предъявления Заказчиком требования о безвозмездном устранении недостатков работ Подрядчик обязан устранить такие недостатки в срок, указанный в требовании. Если срок устранения недостатков Заказчиком не назначен, они должны быть устранены в разумный срок с момента получения требования.

4.8. Заказчик вправе устранять недостатки работ самостоятельно или с привлечением третьих лиц и требовать от Подрядчика возмещения расходов на их устранение.

Подрядчик обязан возместить расходы Заказчика на устранение недостатков работ в срок, указанный в требовании Заказчика. Если такой срок Заказчиком не назначен, расходы должны быть возмещены в разумный срок с момента получения требования. Расходы подлежат возмещению при условии представления Заказчиком подтверждающих документов.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИСПОЛНЕНИЯ КОНТРАКТА

5.1. За невыполнение или ненадлежащее выполнение своих обязательств по настоящему Контракту Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

5.2. Подрядчик несет имущественную ответственность за сроки, качество и объемы выполненных работ по настоящему Контракту в размере реального ущерба. Убытки могут быть взысканы в полной сумме сверх неустойки.

5.3. Взыскание неустойки с Подрядчика:

5.3.1. В случае просрочки исполнения Подрядчиком обязательств (в том числе гарантийного обязательства), предусмотренных Контрактом, а также в иных случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения Подрядчиком контрактных обязательств Заказчик направляет Подрядчику требование об уплате неустоек (штрафов, пеней).

5.3.2. В соответствии с частью 7 статьи 34 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ, пеня начисляется за каждый день просрочки исполнения Подрядчиком обязательства, предусмотренного Контрактом, начиная со дня, следующего после дня истечения установленного контрактом срока исполнения обязательства, в размере одной трехсотой действующей на дату уплаты пени ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации от цены Контракта, уменьшенной на сумму, пропорциональную объему обязательств, предусмотренных Контрактом и фактически исполненных Подрядчиком.

5.3.3. За каждый факт неисполнения или ненадлежащего исполнения Подрядчиком обязательств, предусмотренных контрактом, за исключением просрочки исполнения обязательств (в том числе гарантийного обязательства), Подрядчик уплачивает Заказчику штраф в размере 0,3 процента



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 037310013532000017-0767715-01
 цены контракта –
 копеек 2.

5.3.4. За каждый факт неисполнения или ненадлежащего исполнения Подрядчиком обязательства, предусмотренного контрактом, которое не имеет стоимостного выражения, размер штрафа устанавливается (при наличии в контракте таких обязательств), Подрядчик уплачивает Заказчику штраф в размере 100000,00 (Сто тысяч) рублей 00 копеек³.

5.3.5. За неисполнение условия о привлечении к исполнению Контракта субподрядчиков, соисполнителей из числа субъектов малого предпринимательства, социально ориентированных некоммерческих организаций Подрядчик уплачивает штраф в размере 5 процентов объема такого привлечения, установленного Контрактом.

5.3.6. Общая сумма начисленных штрафов за неисполнение или ненадлежащее исполнение Подрядчиком обязательств, предусмотренных Контрактом, не может превышать цену Контракта.

5.3.7. В случае нарушения Подрядчиком обязательств по Контракту Заказчик вправе удержать начисленную за данное нарушение неустойку из суммы, подлежащей уплате Подрядчику за оказанные услуги в порядке зачета встречных требований.

5.3.8. За неисполнение Подрядчиком обязательства о предоставлении информации, установленного пунктом 2.5.3 настоящего Контракта, начисляется пеня в размере одной трехсотой действующей на дату уплаты пени ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации от цены договора, заключенного Подрядчиком с соисполнителем, субподрядчиком в соответствии с пунктом 2.5.3 Контракта. Пеня подлежит начислению за каждый день просрочки исполнения такого обязательства.

5.4. Взыскание неустойки с Заказчика:

5.4.1. В случае просрочки исполнения Заказчиком обязательств, предусмотренных Контрактом, а также в иных случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения Заказчиком контрактных обязательств Подрядчик вправе потребовать уплаты неустоек (штрафов, пеней).

5.4.2. Пеня начисляется Заказчику за каждый день просрочки исполнения предусмотренного Контрактом обязательства, начиная со дня, следующего за днем истечения установленного Контрактом срока исполнения обязательства. Размер пени устанавливается как одна трехсотая

² Размер штрафа указывается в размере, установленном постановлением Правительства РФ от 30.08.2017 N 1042:

- а) 10% цены Контракта, если цена Контракта (этапа) не превышает 3 млн. руб.;
- б) 5% цены Контракта, если цена Контракта (этапа) составляет от 3 млн. до 50 млн. руб. (включительно);
- в) 1% цены Контракта, если цена Контракта (этапа) составляет от 50 млн. до 100 млн. руб. (включительно);
- г) 0,5 процента цены контракта (этапа) в случае, если цена контракта (этапа) составляет от 100 млн. рублей до 500 млн. рублей (включительно);
- д) 0,4 процента цены контракта (этапа) в случае, если цена контракта (этапа) составляет от 500 млн. рублей до 1 млрд. рублей (включительно);
- е) 0,3 процента цены контракта (этапа) в случае, если цена контракта (этапа) составляет от 1 млрд. рублей до 2 млрд. рублей (включительно);

³ Размер штрафа указывается в размере, установленном постановлением Правительства РФ от 30.08.2017 N 1042:

- а) 1000 рублей, если цена контракта не превышает 3 млн. рублей;
- б) 5000 рублей, если цена контракта составляет от 3 млн. рублей до 50 млн. рублей (включительно);
- в) 10000 рублей, если цена контракта составляет от 50 млн. рублей до 100 млн. рублей (включительно);
- г) 100000 рублей, если цена контракта превышает 100 млн. рублей.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 037310013532000017-0767715-01 действующей на дату уплаты пеней ключевой ставки Центрального Банка Российской Федерации от не уплаченной в срок суммы.

5.4.3. За каждый факт неисполнения или ненадлежащего исполнения Заказчиком предусмотренных Контрактом обязательств, за исключением просрочки исполнения, Подрядчик вправе взыскать с Заказчика штраф в размере 100000,00 (Сто тысяч) рублей 00 копеек⁴.

5.4.4. Общая сумма начисленных штрафов за ненадлежащее исполнение Заказчиком обязательств, предусмотренных Контрактом, не может превышать цену Контракта.

5.5. Каждая из сторон обязана возместить другой стороне убытки, причиненные неисполнением или ненадлежащим исполнением своих обязательств.

5.6. Обеспечение исполнения Контракта:

5.6.1. По настоящему Контракту обеспечивается надлежащее исполнение Подрядчиком всех своих обязательств в соответствии с техническим (геологическим) заданием, в том числе обязательств:

- по возврату авансового платежа (если выплата аванса предусмотрена Контрактом);
- по уплате неустоек (пеней, штрафов), предусмотренных Контрактом;
- по возмещению убытков, за исключением упущенной выгоды.

Если участником закупки, с которым заключается Контракт, является казенное учреждение, положения Контракта об обеспечении его исполнения к такому участнику не применяются.

5.6.2. Сумма обеспечения исполнения контракта: 432 216 800,00 (Четыреста тридцать два миллиона двести шестнадцать тысяч восемьсот) рублей 00 копеек, что составляет 30% от начальной (максимальной) цены Контракта.

5.6.3. В целях обеспечения исполнения своих обязательств (в том числе обеспечение гарантийного обязательства) по настоящему Контракту Подрядчик предоставляет Заказчику обеспечение исполнения обязательств по настоящему Контракту в виде безотзывной банковской гарантии, оформленной в соответствии с требованиями, установленными в статье 45 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд», или путем внесения денежных средств на указанный Заказчиком счет в сумме обеспечения исполнения обязательств по Контракту, указанном в п. 5.6.2 настоящего Контракта.

5.6.4. В случае предоставления Подрядчиком банковской гарантии в качестве способа обеспечения исполнения Контракта она должна соответствовать требованиям, установленным ст. 45 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ. В банковскую гарантию должно быть включено условие о праве Заказчика на беспорочное списание денежных средств со счета гаранта, если гарантом в срок не более чем пять рабочих дней не исполнено требование Заказчика об уплате денежной суммы по банковской гарантии, направленное до окончания срока действия

⁴ Размер штрафа указывается в размере, установленном постановлением Правительства РФ от 30.08.2017 N 1042:

- а) 1000 рублей, если цена контракта не превышает 3 млн. рублей;
- б) 5000 рублей, если цена контракта составляет от 3 млн. рублей до 50 млн. рублей (включительно);
- в) 10000 рублей, если цена контракта составляет от 50 млн. рублей до 100 млн. рублей (включительно);
- г) 100000 рублей, если цена контракта превышает 100 млн. рублей.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

банковской гарантии. Срок действия банковской гарантии должен превышать предусмотренный контрактом срок исполнения обязательств Подрядчика, не менее чем на один месяц.

5.6.4.1. В случае отзыва в соответствии с законодательством Российской Федерации у банка, предоставившего банковскую гарантию в качестве обеспечения исполнения контракта, лицензии на осуществление банковских операций Подрядчик обязуется предоставить новое обеспечение исполнения контракта не позднее одного месяца со дня надлежащего уведомления заказчиком подрядчика о необходимости предоставить соответствующее обеспечение. Размер такого обеспечения может быть уменьшен в порядке и случаях, которые предусмотрены частями 7, 7.1, 7.2 и 7.3 статьи 96 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ. За каждый день просрочки исполнения подрядчиком обязательства, предусмотренного настоящим, начисляется пеня в размере, определенном в порядке, установленном пунктом 5.3.2 Контракта.

5.6.5. Если в качестве способа обеспечения исполнения обязательств по Контракту, в том числе гарантийных обязательств, Подрядчиком избрано внесение денежных средств, Заказчик обязуется возвратить денежные средства Подрядчику в течение 30 дней с даты исполнения Подрядчиком всех обязательств по настоящему Контракту, а в случае обеспечения гарантийных обязательств в течение 30 дней с даты истечения срока гарантийных обязательств, при условии их надлежащего исполнения.

В случае, если обеспечение исполнения контракта предоставлено внесением денежных средств на указанный Заказчиком счет, при осуществлении возврата суммы обеспечения Заказчик вправе удержать из указанной суммы неустойку (штраф, пени) и убытки, рассчитанные в соответствии с условиями настоящего Контракта.

5.6.6. В случае нарушения Подрядчиком обязательств по Контракту Заказчик вправе удержать начисленную за данное нарушение неустойку в соответствии с требованием об уплате неустойки (штрафа, пени), неисполненного Подрядчиком в установленный срок, из суммы, подлежащей уплате Подрядчику за выполненные работы в порядке зачета встречных требований.

5.6.7. В случае утраты или ухудшения условий ранее предоставленного обеспечения Подрядчик обязуется в течение 14 рабочих дней восстановить его либо предоставить новое взамен утраченного на тех же условиях и в том же размере.

5.6.8. В случае реорганизации Подрядчика - юридического лица в форме преобразования, слияния или присоединения, правопреемник Подрядчика по Контракту без дополнительного указания Заказчика обязан предпринять меры, направленные на внесение изменений в банковскую гарантию, предоставленную в качестве обеспечения исполнения Контракта, в части новых реквизитов принципала по банковской гарантии.

5.7. Если иное не предусмотрено законом, сторона, не исполнившая или ненадлежащим образом исполнившая обязательство при осуществлении предпринимательской деятельности, несет ответственность, если не докажет, что надлежащее исполнение оказалось невозможным вследствие непреодолимой силы, то есть чрезвычайных и непредотвратимых при данных условиях обстоятельств. К таким обстоятельствам не относятся, в частности, нарушение обязанностей со стороны контрагентов должника, отсутствие на рынке нужных для исполнения товаров, отсутствие у должника необходимых денежных средств.

5.8. Стороны обязуются соблюдать действующее законодательство Российской Федерации о противодействии коррупции. Представителям Сторон не разрешается вступать в любые



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0173100135320000017-0767715-01

коммерческие и/или финансовые отношения с представителями другой стороны, если это прямо не предусмотрено Контрактом. Стороны гарантируют, что представляющие их лица не предлагали и/или не принимали и не будут предлагать и/или принимать любого рода вознаграждения и/или подарки от представителей другой Стороны с целью влияния на заключение Контракта и/или на его условия, на исполнение Контракта и/или на контроль за его исполнением, а также на прекращение его действия. Неисполнение данных гарантий одной из сторон считается существенным нарушением Контракта и даёт право другой стороне расторгнуть Контракт в одностороннем порядке.

5.9. Под обстоятельствами непреодолимой силы понимаются обстоятельства, которые могут возникнуть после заключения настоящего Контракта в результате событий, которые Стороны не могли предвидеть или предотвратить. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение своих обязательств по Контракту, если это неисполнение явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, а именно: пожара, наводнения, землетрясения, эпидемии, войны, запретительных актов государственных органов, носящих общий характер, и их последствий, при условии, что эти обстоятельства и их последствия непосредственно повлияли на исполнение обязательств по Контракту.

5.10. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения обязательств по Контракту, вследствие обстоятельств непреодолимой силы, должна о наступлении этих обстоятельств известить в письменном виде другую Сторону не позднее 10 (десяти) дней со дня наступления таких обстоятельств. Извещение должно содержать данные о наступлении и характере обстоятельств и возможных последствиях. В случае прекращения действий обстоятельств непреодолимой силы Сторона Контракта, столкнувшаяся с такими обстоятельствами не позднее 10 (десяти) дней должна известить другую Сторону в письменном виде о прекращении действия таких обстоятельств.

5.11. Если обстоятельства непреодолимой силы будут действовать свыше 2-х месяцев, Стороны определяют порядок и условия выполнения работ по настоящему Контракту путем заключения дополнительного соглашения, либо расторгают настоящий Контракт.

5.12. Доказательством наличия обстоятельств непреодолимой силы и их продолжительности является соответствующее письменное свидетельство органов государственной власти Российской Федерации.

6. ИЗМЕНЕНИЕ И РАСТОРЖЕНИЕ КОНТРАКТА

6.1. Изменение условий настоящего Контракта допускается по соглашению Сторон в случаях, предусмотренных настоящим Контрактом. Любые дополнения и изменения условий настоящего Контракта оформляются в виде подписанных уполномоченными представителями Сторон дополнительных соглашений к настоящему Контракту и являются его неотъемлемой частью.

6.2. Изменение существенных условий Контракта при его исполнении не допускается, за исключением их изменения по соглашению сторон в следующих случаях:

а) при снижении цены Контракта без изменения предусмотренных Контрактом объема работы, качества выполняемой работы и иных условий Контракта;



Контракт на выполнение работ по экологическому изучению вод № 037310013532000017-0767715-01

б) если по предложению Заказчика увеличивается предусмотренный Контрактом объем работы не более чем на десять процентов или уменьшается предусмотренный Контрактом объем выполняемой работы не более чем на десять процентов.

в) в иных случаях, предусмотренных Федеральным законом от 05.04.2013 N 44-ФЗ.

6.3. Расторжение Контракта допускается по соглашению сторон, по решению суда или в связи с односторонним отказом стороны контракта от исполнения Контракта в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации.

6.4. Заказчик вправе принять решение об одностороннем отказе от исполнения Контракта по основаниям, предусмотренным Гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 05.04.2013 N 44-ФЗ и настоящим Контрактом.

6.5. Решение заказчика об одностороннем отказе от исполнения контракта вступает в силу и контракт считается расторгнутым через десять дней с даты надлежащего уведомления Заказчиком Подрядчика об одностороннем отказе от исполнения Контракта.

6.6. В случае расторжения Контракта Подрядчик обязан возвратить выплаченный ему аванс в течение 10 банковских дней с даты расторжения Контракта.

6.7. При расторжении Контракта в связи с односторонним отказом стороны Контракта от исполнения Контракта другая сторона Контракта вправе потребовать возмещения только фактически понесенного ущерба, непосредственно обусловленного обстоятельствами, являющимися основанием для принятия решения об одностороннем отказе от исполнения Контракта.

6.8. Заказчик обязан принять решение об одностороннем отказе от исполнения Контракта, если в ходе исполнения Контракта установлено, что Подрядчик не соответствует установленным документацией о закупке требованиям к участникам закупки или предоставил недостоверную информацию о своем соответствии таким требованиям, что позволило ему стать победителем конкурса на право заключения настоящего Контракта.

7. РАЗРЕШЕНИЕ СПОРОВ

7.1. При возникновении споров Стороны принимают меры по их урегулированию путем переговоров.

7.2. Досудебный (претензионный) порядок разрешения споров:

7.2.1. До предъявления иска, вытекающего из Контракта, сторона, которая считает, что ее права нарушены (далее - заинтересованная сторона), обязана направить другой стороне письменную претензию. Для направления претензии (требования) стороны вправе воспользоваться средствами факсимильной и электронной связи.

7.2.2. Претензия должна содержать требования заинтересованной стороны и их обоснование с указанием нарушенных другой стороной норм законодательства и (или) условий Контракта. К претензии должны быть приложены копии документов, подтверждающих изложенные в ней обстоятельства.

7.2.3. Сторона, которая получила претензию, обязана ее рассмотреть и направить письменный мотивированный ответ другой стороне в течение 10 рабочих дней с момента получения претензии.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373105135320000017-0767715-01

7.2.4. Заинтересованная сторона вправе обратиться в суд по истечении 30 календарных дней со дня направления претензии. В случае, когда письменный ответ на претензию от другой стороны был получен, но заинтересованная сторона по каким-либо причинам с ним не согласна, меры претензионного урегулирования спора считаются исчерпанными, и заинтересованная сторона вправе передать спор на рассмотрение суда до истечения 30-дневного срока.

7.3. Все споры и разногласия, возникающие между Сторонами в рамках Контракта или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, изменения, исполнения, нарушения, расторжения или признания недействительным, подлежат разрешению в Арбитражном суде города Москвы.

8. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

8.1. Для целей организации контроля качества выполняемых полевых работ Заказчик вправе направить в полевую геологическую партию Подрядчика своего представителя (представителей), осуществляющего контроль выполнения требований проектной документации в установленном Заказчиком порядке. Подрядчик обязан обеспечить деятельность представителя Заказчика следующим образом:

- организовать условия работы и проживания на уровне, не уступающем аналогичным условиям, предоставленным начальнику партии;
- обеспечить доступ ко всем объектам и технико-технологической, а также геологической информации/документации полевой партии, относящимся к выполнению данного проекта;
- предоставить автотранспортное средство для работы на объекте полевых работ;
- надежную круглосуточную независимую связь с Заказчиком в пределах видов связи, которой обеспечена геологическая партия Подрядчика.

8.2. Вся геологическая информация, полученная при выполнении работ по настоящему Контракту, является федеральной собственностью. Порядок и условия использования информации, включая оперативное распоряжение указанной информацией Заказчиком, определяются законодательством Российской Федерации, нормативными правовыми актами Минприроды России и Роснедра. Авторские права исполнителей определяются действующим законодательством.

8.3. Результаты работ по настоящему Контракту могут быть опубликованы только с письменного согласия Заказчика.

9. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

9.1. Контракт, считается заключенным с момента размещения в единой информационной системе в соответствии с ч. 8 ст. 83.2 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ.

9.2. Контракт действует по «30» сентября 2022 г., а в части сдачи-приемки, оплаты выполненных работ и ответственности сторон – до полного исполнения обязательств по Контракту.

9.3. Заявления, уведомления, извещения, требования или иные юридически значимые сообщения, с которыми закон или Контракт связывают наступление гражданско-правовых последствий для другой стороны, должны направляться только одним из следующих способов (за исключением сообщений (документов), для которых законом или Контрактом предусмотрен специальный способ направления):



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

- с нарочным (курьерской доставкой). Факт получения документа должен подтверждаться распиской стороны в его получении. Расписка должна содержать наименование документа и дату его получения, Ф.И.О., должность и подпись лица, получившего данный документ;

- заказным письмом (бандеролью) с уведомлением о вручении;

- в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью, направленного по защищенным каналам связи.

9.4. Юридически значимые сообщения направляются исключительно предусмотренными Контрактом способами. Направление сообщения иным способом не может считаться надлежащим.

9.5. Все юридически значимые сообщения должны направляться исключительно по почтовому адресу, который указан в разделе Контракта "Адреса и реквизиты сторон". Направление сообщения по другим адресам не может считаться надлежащим.

9.6. Если иное не предусмотрено законом, все юридически значимые сообщения по Контракту влекут для получающей их стороны наступление гражданско-правовых последствий с момента доставки соответствующего сообщения ей или ее представителю.

Сообщение считается доставленным и в тех случаях, когда оно поступило лицу, которому оно направлено (адресату), но по обстоятельствам, зависящим от него, не было ему вручено или адресат не ознакомился с ним.

9.7. Подрядчик не вправе осуществлять переуступку прав и обязанностей по настоящему Контракту.

9.8. Контракт подписан в электронной форме.

9.9. К Контракту прилагаются и являются его неотъемлемой частью:

9.9.1. Приложение № 1 Техническое (геологическое) задание ;

9.9.2. Приложение № 2 Форма акта выполненных работ по кварталу;

9.9.3. Приложение № 3 Форма информационного геологического отчета о видах и объемах работ по кварталу;

9.9.4. Приложение № 4 Форма акта сдачи-приемки выполненных работ за год;

9.9.5. Приложение № 5 Форма акта сдачи-приемки выполненных работ по Контракту.



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

10. АДРЕСА И РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

Заказчик	Подрядчик
<p>Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ») Адрес места нахождения: 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36 Адрес для направления корреспонденции: 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36 Телефон +7 (499) 781-68-62 доб. 3234 Факс +7 (495) 673-47-21 Электронная почта zakupki@vniigni.ru ОГРН 1167746108672 ИНН 7720330291 КПП 772001001 УФК по г. Москве (ФГБУ ВНИГНИ л/с 20736В03280) р/с 40501810845252000079 в Главное управление Банка России по Центральному федеральному округу г. Москва (ГУ Банка России по ЦФО) БИК 044525000</p>	<p>Открытое Акционерное Общество «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ») Адрес места нахождения: 183038, Россия, г. Мурманск, ул. Софьи Перовской д. 26 Адрес для направления корреспонденции: 183038, Россия, г. Мурманск, ул. Софьи Перовской д. 26 Телефон: (8152) 450709 Факс (8152) 458997 Электронная почта: info@mage.ru ОГРН 1025100841039 ИНН 5190100088 КПП 519001001 р/с 40702810000760000865 в ПАО «МОСКОВСКИЙ КРЕДИТНЫЙ БАНК» к/с 30101810745250000659 БИК 044525659 ОКПО 01424469 ОКТМО 47701000001</p>
<p>От имени Заказчика: Генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ»</p> <p> /П.Н. Мельников /</p>	<p>От имени Подрядчика: Генеральный директор ОАО «МАГЭ»</p> <p> /А.Е. Казанин /</p> <p>М.П.</p>



Контракт на выполнение работ по геологическому изучению недр № 0373100135320000017-0767715-01

Приложение № 1
к контракту на выполнение работ
№0373100135320000017-0767715-01
от "04" 06 2020 г.

Техническое (геологическое) задание

Приложено отдельным документом в формате



Приложение № 2
к контракту на выполнение работ
№ 037310013520000017-0767715-01
от "24" "06" 2020 г.

Форма акта выполненных работ

Подрядчик

Наименование работ:

в рамках объекта :

Контрактная цена:

в том числе на 20__ г.

Выполнено по Контракту

а) с начала года

б) с начала работ

руб.
руб.

0 руб.
0 руб.

АКТ №

выполненных работ по Контракту № _____ от _____

на _____ квартал 20__ года

"__" "___" 20__ г.
(дата составления акта)

(место составления акта)

Мы, нижеподписавшиеся, представитель Подрядчика _____ с одной стороны, и представитель Заказчика генеральный директор ФГУ «ВНИИТН» Мельников П.Н. с другой стороны, составившая настоящий акт о том, что Подрядчик выполнил и Заказчик принял нижеуказанные работы и затраты.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. измерения	Стоимость ед. измерения	Предусмотрено проектной документацией		Выполнено за квартал 20__ г.		Выполнено						
				к-во	сумма	к-во	сумма	к-во	сумма	к-во	сумма	к-во	сумма	
						С начала квартала	Сумма	к-во	сумма	к-во	сумма	С начала работ по контракту	к-во	сумма

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I.	Основные затраты	руб.											
A	Собственно геологоразведочные работы:	руб.											
1													
2	Камеральные работы	руб.											
2.1													
2.2													
3													
B	Сопутствующие работы и затраты	руб.											
1	Временное строительство на участке полевых работ												
2	Транспортировка грузов и персонала												
II.	Косвенные затраты	руб.											
III.	Прибыль	руб.											
	Итого I+II+III	руб.											
IV.	Компенсационные затраты:	руб.											
V.	Подарочные работы												
	ВСЕГО (I+II+III+IV+V)	руб.											
	НДС (10%)	руб.											
	ВСЕГО	руб.											

Общая сумма средств, перечисленная авансом с начала года, составила _____ руб., в том числе НДС _____ руб.
 (цифрами и прописью)
 фактически в соответствии с настоящими Актom, составила _____ руб., в том числе НДС _____ руб.



Засчитывается сумма перечисленного аванса () руб., в том числе НДС () руб.
 Следует к перечислению по настоящему акту за квартал 20 г. () руб., в том числе НДС () руб.
 Работы выполнены в соответствии с календарным планом, техническим (геологическим) заданием и проектной документацией.

Настоящий Акт составлен в 2-х экземплярах.

Приложение: Информационный геологический отчет за квартал 20 г.

ПОДРЯДЧИК
 Генеральный директор

ОАО «МАГЭ»



А.Г.Клинин
 20 г.

ЗАКАЗЧИК
 Генеральный директор
 ФГБУ «ВНИИГНИ»



П.Н. Мельнико
 20 г.



Приложение № 3
к контракту на выполнение работ
№ 0373100135320000017-0767715-01
от "04" 06 2020 г.

Форма информационного (геологического) отчета о видах и объемах работ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Наименование организации подрядчика

ИНФОРМАЦИОННЫЙ (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ) ОТЧЕТ

о видах и объемах работ 20__ года (__ квартал)/
о результатах выполненных работ за отчетный год

«_____»

в составе объекта ФГБУ «ВНИГНИ»

«_____»

в рамках Контракта с ФГБУ «ВНИГНИ» № _____ от _____ 20__ г.

Ответственный от Подрядчика

Ф.И.О.

Город
20__ г.

страница 1 из 3



ОГЛАВЛЕНИЕ

Информационного (геологического) отчета о видах и объемах работ
(кварталу/полугодию/за 9 месяцев)/за отчетный год

Стр.

ВВЕДЕНИЕ.....	
1. СВЕДЕНИЯ О ХОДЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.....	
2. ПОЛУЧЕННЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ (если по факту результаты достигнуты в отчетном периоде)	
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ (за отчетный год).....	



ВВЕДЕНИЕ

Целевым назначением работ является _____,
Техническим (геологическим) заданием (приложение 1 к Контракту № _____ от
_____ г.) определены следующие пространственные границы объекта работ
_____ (рис. 1).

В соответствии с техническим (геологическим) заданием и календарным планом
выполнения работ в ____ 20__ г. выполнялись _____.

1. СВЕДЕНИЯ О ХОДЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Приводятся сведения о ходе выполнения работ за отчетный период по видам и объемам в
строгом соответствии с пунктом 2.3. Технического (геологического) задания (с
приложением рисунков, таблиц и картографических материалов, иллюстрирующих ход
выполнения работ):

- 1.1. Подготовительные работы и проектирование
- 1.2. Полевые работы
- 1.3. Лабораторно-аналитические исследования
- 1.4. Камеральные работы
- 1.5. Подрядные работы

2. ПОЛУЧЕННЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Геологические результаты приводятся в строгом соответствии с пунктом 3.1.
Технического (геологического) задания, если по факту результаты получены в отчетном
периоде; с приложением картографических материалов (карты и схемы комплектов, карты
фактического материала и др.), таблиц и баз данных.

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ

Дается оценка соответствия выполненных работ техническому (геологическому) заданию,
приводятся сведения о достижении объемных показателей и о достаточности итоговых
материалов для выполнения следующих работ.



Приложение № 4
к контракту на выполнение работ
№ 0373100135320000017-0767715-01
от " 04 " 06 2020 г.

Форма акта сдачи-приемки за отчетный год
(в случае заключения Контракта на 2 года и более)

Наименование ПОДРЯДЧИКА	Наименование ЗАКАЗЧИКА
	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»)
Адрес места нахождения:	Адрес места нахождения: 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36
Платежные реквизиты:	Платежные реквизиты: УФК по г. Москве (ФГБУ ВНИГНИ л/с 20736В03280) р/с 40501810845252000079 в Главное управление Банка России по Центральному федеральному округу г. Москва (ГУ Банка России по ЦФО) ИНН 7720330291 КПП 772001001 БИК 044525000 ОГРН 1167746108672

АКТ

сдачи-приемки выполненных работ за ____ год

(наименование работ)

в рамках объекта ФГБУ «ВНИГНИ»

по Контракту от ____ 20__ г № ____
Дополнительному соглашению от ____ 20__ г № ____
Дополнительному соглашению от ____ 20__ г № ____

г. _____ « ____ » ____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представители Подрядчика, в лице

и Заказчика, в лице

составили настоящий акт о том, что выполненные в 20__ г. работы:



соответствуют условиям Контракта, техническому (геологическому) заданию, календарному плану выполнения работ на 20__ год и утвержденной проектной документации.

Краткое описание результатов работ за 20__ год:

Эффективность работ:

Контрактная цена на 20__ год составила _____ руб.,
(сумма цифрами и прописью)

в том числе НДС _____ руб.
(сумма цифрами и прописью)

Общая стоимость выполненных работ с начала года _____ руб., в том числе НДС _____ руб.,
(сумма цифрами и прописью)

Общая сумма средств, перечисленная за выполненные работы с начала года, составила: _____ руб., в том числе НДС - _____ руб.
(сумма цифрами и прописью) (сумма цифрами и прописью).

Подлежит оплате по акту № _____ выполненных работ за __ 20__ г. в сумме _____ руб., в том числе НДС _____ руб.
(сумма цифрами и прописью)

Недостатки выполненных работ (выявлены/не выявлены).

Качество выполненных работ соответствует/не соответствует требованиям Контракта

(если недостатки услуг выявлены, необходимо указать, какие)

Настоящий Акт составлен в двух экземплярах (по одному для каждой стороны).

Сдал:
ПОДРЯДЧИК
Генеральный директор ОАО «МАГЭ»

_____ А.Г. Казанин
«__» _____ 20__ г.
М.П.

Принял:
ЗАКАЗЧИК
Генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ»

_____ П.Н. Мельников
«__» _____ 20__ г.
М.П.



Приложение № 5
к контракту на выполнение работ
№ 0373100135320000017-0767715-01
от " 04 " 06 2020 г.

Форма акта сдачи-приемки выполненных работ по Контракту

Наименование ПОДРЯДЧИКА	Наименование ЗАКАЗЧИКА Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»)
Адрес места нахождения:	Адрес места нахождения: 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36
Платежные реквизиты:	Платежные реквизиты: УФК по г. Москве (ФГБУ ВНИГНИ л/с 20736В03280) р/с 40501810845252000079 в Главное управление Банка России по Центральному федеральному округу г. Москва (ГУ Банка России по ЦФО) ИНН 7720330291 КПП 772001001 БИК 044525000 ОГРН 1167746108672

АКТ

сдачи-приемки выполненных работ

_____ (наименование работ)
в рамках объекта ФГБУ «ВНИГНИ»
_____ по Контракту от _____ 20__ г № _____
Дополнительному соглашению от _____ 20__ г. № _____
Дополнительному соглашению от _____ 20__ г. № _____
г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представители Подрядчика, в лице

_____ и Заказчика, в лице

_____ составили настоящий акт о том, что выполненные работы:

_____ соответствуют условиям Контракта, техническому (геологическому) заданию, календарному плану выполнения работ и утвержденной проектной документации.

_____ Краткое описание результатов работ:



Эффективность и значимость работ:

Окончательный геологический отчет о результатах работ рассмотрен на заседании Ученого совета ФГБУ «ВНИГНИ» (протокол от «__» ____ 20__ г. № ____).

Контрактная цена составила _____ руб.,
(сумма цифрами и прописью)

в том числе НДС _____ руб.
(сумма цифрами и прописью)

Общая стоимость выполненных работ с начала года _____ руб., в том числе
НДС _____ руб.
(сумма цифрами и прописью)

Общая сумма средств, перечисленная за выполненные работы по Контракту, составила: _____ руб., в том числе НДС - _____ руб.

(сумма цифрами и прописью) (сумма цифрами и прописью).
в том числе в 20__ г. по Контракту от _____ 20__ г. № _____

в сумме _____ руб., в том числе НДС _____ руб.;
(сумма цифрами и прописью)

в 20__ г. по Дополнительному соглашению от _____ 20__ г. № _____

в сумме _____ руб., в том числе НДС _____ руб.;

Недостатки выполненных работ (выявлены/не выявлены).

Качество выполненных работ соответствует требованиям Контракта.

(если недостатки услуг выявлены, необходимо указать, какие)

Настоящий Акт составлен в двух экземплярах (по одному для каждой стороны).

К Акту прилагается: Выписка из протокола рассмотрения отчета на Ученом совете.

Сдал:
ПОДРЯДЧИК
Генеральный директор ОАО «МАГЭ»

Принял:
ЗАКАЗЧИК
Генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ»

_____ А.Г.Казанин
«__» ____ 20__ г.

_____ П.Н.Мельников
«__» ____ 20__ г.

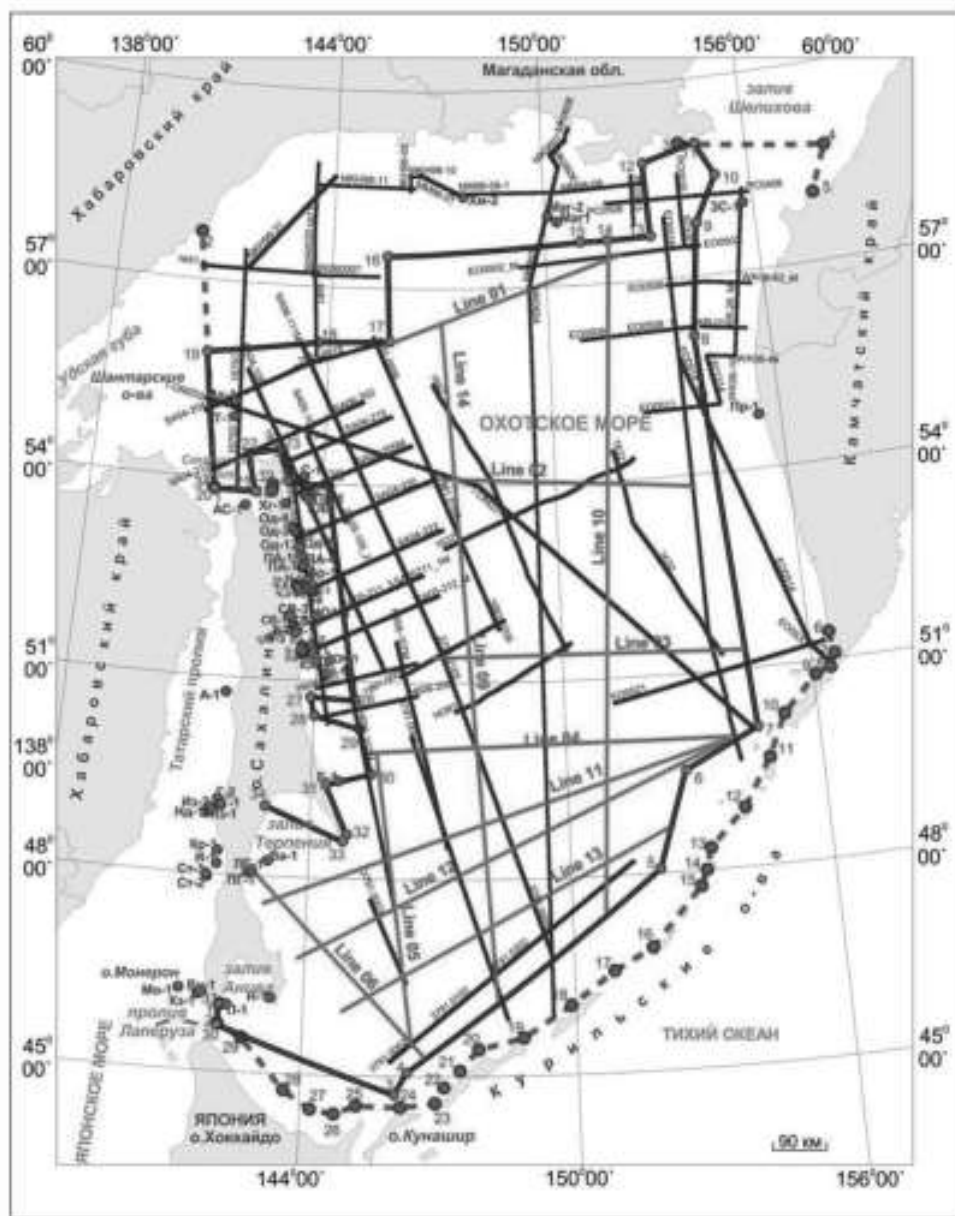
М.П.

М.П.









Приложение 2. Схема проектных профилей. Координаты проектных профилей. Перечень ретроспективных профилей. Контракт №0373100135320000017-0767715-01.

1



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 проектные профили	 границы района полевых работ с угловыми точками	 скважины
 ретроспективные профили (переработка)	 границы участка обобщения с угловыми точками	 Граница РФ

Географические координаты профилей (сейсмореализация МОБ ОУТ ЭД, на волюнтаризации, гидромагнитометрии)

Номер проф. акта	Координаты профилей представленные в географической системе координат WGS84										Координаты профилей представленные в географической системе координат Пулково 1942 (СК-42), параметры: полуш. эллипс - 28.136,95,0,0,0										Длина, км	
	Широта					Долгота					Широта					Долгота						
	Почер точки	Градус м	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды	Почер точки	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды		
1	1001	56	10	48,50	145	43	10,31	0	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	417,788	
2	1001	53	40	44,34	153	35	44,01	2	12410	54	06	13,65	147	05	27,03	147	5	21,869	427,838			
3	1001	51	17	44,20	146	47	39,57	3	13205	51	17	4,40	154	17	4,40	146	47	34,740	532,650			
4	1001	49	55	42,76	145	22	36,89	4	17465	49	55	42,250	145	22	32,320	145	22	32,320	617,400			
5	1001	49	56	16,56	145	20	34,17	5	14355	45	28	16,94	146	23	16,94	146	23	16,94	300,775			
6	1001	45	17	13,09	146	40	43,81	6	12549	45	17	12,980	146	40	43,81	146	40	43,81	433,050			
9	30307	46	10	47,37	148	16	53,67	9	30307	46	10	47,37	148	16	53,67	148	16	53,67	1024,800			
10	1001	47	27	32,44	150	45	07,19	10	31141	47	27	28,87	151	35	47,150	151	35	47,150	1130,250			
11	1001	47	34	35,78	143	00	36,12	11	23649	49	59	04,02	153	59	2,050	153	58	59,670	840,300			
12	1001	46	45	31,35	143	49	11,82	12	23220	49	59	05,82	153	59	2,200	153	59	2,200	833,213			
13	1001	45	58	35,46	144	50	26,09	13	10067	48	41	23,33	152	18	23,300	152	18	23,300	639,975			
14	1001	55	22	03,32	147	13	02,00	14	4413	56	30	46,37	147	12	44,970	147	12	44,970	127,950			
																						7834,080

Общая длина

Перечень регистростанционных проффесий

№ п/п	Объект	Год	Плановый проффесия	Исходно	Космическая и географическая инфрмация: WGS-84			Космическая и географическая инфрмация: WGS-84			Космическая и географическая инфрмация: WGS-84			Космическая и географическая инфрмация: WGS-84			Длина, м
					Широта (N) (ГДМ ММ СС)	Долгота (E) (ГДМ ММ СС)	Высота (M) (ГДМ ММ СС)	Широта (N) (ГДМ ММ СС)	Долгота (E) (ГДМ ММ СС)	Высота (M) (ГДМ ММ СС)	Широта (N) (ГДМ ММ СС)	Долгота (E) (ГДМ ММ СС)	Высота (M) (ГДМ ММ СС)	Широта (N) (ГДМ ММ СС)	Долгота (E) (ГДМ ММ СС)	Высота (M) (ГДМ ММ СС)	
1	186	1986	1635	5	52 48 56,7	52 28 05,8	152 28 00,7	11	52 48 56,7	52 28 05,8	152 28 00,7	13	52 48 56,7	52 28 05,8	152 28 00,7	13	
2	186	1986	1637	5(6)	54 19 45,0	52 04 43,4	54 19 45,0	4106	54 19 45,0	52 04 43,4	54 19 45,0	14	54 19 45,0	52 04 43,4	54 19 45,0	14	
3	186	1986	1638	5(6)	51 13 46,0	53 52 33,4	51 13 46,0	12077	51 13 46,0	53 52 33,4	51 13 46,0	15	51 13 46,0	53 52 33,4	51 13 46,0	15	
4	186	1986	1639	1379	50 33 08,4	49 27 36,2	50 33 08,4	7630	50 33 08,4	49 27 36,2	50 33 08,4	16	50 33 08,4	49 27 36,2	50 33 08,4	16	
5	186	1986	1642	6	51 25 28,9	50 59 59,2	51 25 28,9	10369	51 25 28,9	50 59 59,2	51 25 28,9	17	51 25 28,9	50 59 59,2	51 25 28,9	17	
6	187	1987	171114	1052	54 01 46,1	54 27 25,2	54 01 46,1	4479	54 01 46,1	54 27 25,2	54 01 46,1	18	54 01 46,1	54 27 25,2	54 01 46,1	18	
7	182	1982	1671	1	57 10 28,9	43 25 52,6	57 10 28,9	2605	57 10 28,9	43 25 52,6	57 10 28,9	19	57 10 28,9	43 25 52,6	57 10 28,9	19	
8	2059	1989	9920007	1	57 46 48,9	43 27 22,0	57 46 48,9	1900	57 46 48,9	43 27 22,0	57 46 48,9	20	57 46 48,9	43 27 22,0	57 46 48,9	20	
9	2059	1989	9920020	4441	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	10711	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	21	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	21	
10	PC0403	2003	PC0308	4441	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	10711	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	22	58 12 42,6	54 26 23,9	58 12 42,6	22	
11	PC0403	2003	PC0323	1001	57 30 28,3	53 32 27,4	57 30 28,3	4440	57 30 28,3	53 32 27,4	57 30 28,3	23	57 30 28,3	53 32 27,4	57 30 28,3	23	
12	PC0403	2003	PC0330	1001	58 25 08,8	53 54 40,1	58 25 08,8	2884	58 25 08,8	53 54 40,1	58 25 08,8	24	58 25 08,8	53 54 40,1	58 25 08,8	24	
13	PC0403	2003	PC0408	1001	58 11 03,7	53 54 08,2	58 11 03,7	4806	58 11 03,7	53 54 08,2	58 11 03,7	25	58 11 03,7	53 54 08,2	58 11 03,7	25	
14	30008	1998	30008010	308	58 27 23,5	46 09 53,7	58 27 23,5	1760	58 27 23,5	46 09 53,7	58 27 23,5	26	58 27 23,5	46 09 53,7	58 27 23,5	26	
15	30008	1998	30008010	2496	58 42 44,4	46 05 58,1	58 42 44,4	1702	58 42 44,4	46 05 58,1	58 42 44,4	27	58 42 44,4	46 05 58,1	58 42 44,4	27	
16	30008	1998	30008011	101	58 31 50,1	46 09 30,5	58 31 50,1	6737	58 31 50,1	46 09 30,5	58 31 50,1	28	58 31 50,1	46 09 30,5	58 31 50,1	28	
17	30008	1998	30008011	101	58 41 40,2	46 09 33,8	58 41 40,2	8840	58 41 40,2	46 09 33,8	58 41 40,2	29	58 41 40,2	46 09 33,8	58 41 40,2	29	
18	30008	1998	30008011	101	58 25 43,7	50 34 55,5	58 25 43,7	7743	58 25 43,7	50 34 55,5	58 25 43,7	30	58 25 43,7	50 34 55,5	58 25 43,7	30	
19	30008	1998	30008011	4465	58 25 24,0	47 44 41,1	58 25 24,0	7684	58 25 24,0	47 44 41,1	58 25 24,0	31	58 25 24,0	47 44 41,1	58 25 24,0	31	
20	30008	1998	30008011	101	58 28 53,7	52 34 24,9	58 28 53,7	4822	58 28 53,7	52 34 24,9	58 28 53,7	32	58 28 53,7	52 34 24,9	58 28 53,7	32	
21	30008	2003	30008011	1001	58 13 43,1	54 09 54,4	58 13 43,1	4241	58 13 43,1	54 09 54,4	58 13 43,1	33	58 13 43,1	54 09 54,4	58 13 43,1	33	
22	30008	2003	30008011	1001	58 09 03,6	53 05 56,7	58 09 03,6	3548	58 09 03,6	53 05 56,7	58 09 03,6	34	58 09 03,6	53 05 56,7	58 09 03,6	34	
23	30008	2006	30008011	1001	58 07 57,9	53 05 45,9	58 07 57,9	2822	58 07 57,9	53 05 45,9	58 07 57,9	35	58 07 57,9	53 05 45,9	58 07 57,9	35	
24	30008	2006	30008011	1265	58 47 33,8	54 12 56,0	58 47 33,8	3215	58 47 33,8	54 12 56,0	58 47 33,8	36	58 47 33,8	54 12 56,0	58 47 33,8	36	
25	30008	2006	30008011	1001	56 47 43,3	53 41 33,0	56 47 43,3	4484	56 47 43,3	53 41 33,0	56 47 43,3	37	56 47 43,3	53 41 33,0	56 47 43,3	37	
26	30008	2006	30008011	525	48 35 42,8	49 30 01,3	48 35 42,8	33428	48 35 42,8	49 30 01,3	48 35 42,8	38	48 35 42,8	49 30 01,3	48 35 42,8	38	
27	30008	2006	30008011	101	56 59 45,8	48 29 52,9	56 59 45,8	9819	56 59 45,8	48 29 52,9	56 59 45,8	39	56 59 45,8	48 29 52,9	56 59 45,8	39	
28	30008	2006	30008011	101	48 48 38,2	50 28 08,1	48 48 38,2	636	48 48 38,2	50 28 08,1	48 48 38,2	40	48 48 38,2	50 28 08,1	48 48 38,2	40	
29	30008	2006	30008011	101	48 59 56,3	50 15 06,6	48 59 56,3	1117	48 59 56,3	50 15 06,6	48 59 56,3	41	48 59 56,3	50 15 06,6	48 59 56,3	41	
30	30008	2006	30008011	101	59 12 04,4	50 41 04,8	59 12 04,4	739	59 12 04,4	50 41 04,8	59 12 04,4	42	59 12 04,4	50 41 04,8	59 12 04,4	42	
31	31570g	1987	1651	1	57 19 33,4	45 39 38,5	57 19 33,4	2992	57 19 33,4	45 39 38,5	57 19 33,4	43	57 19 33,4	45 39 38,5	57 19 33,4	43	
32	31570g	1987	1678C	1	57 19 33,4	45 28 13,9	57 19 33,4	4424	57 19 33,4	45 28 13,9	57 19 33,4	44	57 19 33,4	45 28 13,9	57 19 33,4	44	
33	31570g	1987	1678D	1	58 32 26,1	41 31 58,4	58 32 26,1	3056	58 32 26,1	41 31 58,4	58 32 26,1	45	58 32 26,1	41 31 58,4	58 32 26,1	45	
34	31570g	1987	1678E	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	46	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	46	
35	31570g	1991	31570002	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	47	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	47	
36	31570g	1991	31570003	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	48	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	48	
37	31570g	1991	31570004	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	49	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	49	
38	31570g	1991	31570005	748	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	50	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	50	
39	31570g	1991	31570006	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	51	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	51	
40	31570g	1991	31570007	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	52	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	52	
41	31570g	1991	31570008	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	53	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	53	
42	31570g	1991	31570009	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	54	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	54	
43	31570g	1991	31570010	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	55	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	55	
44	31570g	1991	31570011	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	56	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	56	
45	31570g	1991	31570012	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	57	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	57	
46	31570g	1991	31570013	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	58	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	58	
47	31570g	1991	31570014	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	59	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	59	
48	31570g	1991	31570015	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	60	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	60	
49	31570g	1991	31570016	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	61	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	61	
50	31570g	1991	31570017	1	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	3136	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	62	48 12 56,1	48 54 03,8	48 12 56,1	62	

Исполнение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
51	309504	2004	300911	1001	53 00 02 0	133 24 01 4	65 00 01 3	132 23 56 0	4590	65 01 52 4	134 20 08 1	55 01 50 0	134 20 05 3	133 7
52	309506	2005	300516	1001	53 57 06 4	133 24 01 5	57 57 04 7	133 24 04 3	29833	49 38 45 2	134 05 24 6	49 38 43 0	134 05 19 7	933 5
53	309506	2005	300514_M2	2581	53 46 42 0	133 29 02 8	55 46 41 3	133 29 02 2	18090	52 26 15 0	135 28 14 2	52 26 13 6	135 28 28 9	303 8
54	1-204	2009	1-204201	2781	50 04 23 0	140 07 06 2	50 04 21 7	134 27 06 2	21063	54 01 26 1	147 57 18 0	54 01 24 3	147 57 13 7	626 2
55	1-204	2009	1-204202	101	54 00 00 4	140 00 00 1	53 59 58 6	147 59 55 2	13078	55 11 42 0	140 45 12 2	55 11 36 9	140 45 07 9	407 0
56	1091	1091	1091 0010	1	56 10 30 0	145 30 14 7	56 10 57 0	145 30 09 8	3180	55 44 24 5	143 04 52 0	55 44 23 4	143 04 47 4	150 2
57	1091	1091	1091 0101	1	52 50 20 8	143 36 10 6	52 50 18 9	143 36 06 3	5651	50 19 40 2	144 30 31 4	50 19 36 5	144 30 27 2	304 3
58	1091	1091	1091 0106	1	53 57 21 4	146 58 36 7	53 57 10 6	146 58 25 9	4160	52 14 05 5	146 10 09 9	52 14 03 8	146 10 35 2	207 8
59	1091	1091	1091 0208	1	52 15 11 1	148 09 56 9	52 15 05 4	148 09 52 2	10995	51 47 45 9	148 28 08 7	51 47 44 2	148 28 04 0	54 0
60	1091	1091	1091 0401	542	54 20 57 2	143 05 02 6	54 20 55 2	143 05 08 3	950	54 11 20 5	143 10 40 7	54 11 20 5	143 10 36 2	20 4
61	1091	1091	1091 0001	1	54 12 55 2	143 00 41 9	54 12 53 2	143 00 37 4	3120	52 49 38 0	143 36 25 9	52 49 36 1	143 36 20 6	157 4
62	1091	1091	1091 0008	1	56 15 48 6	143 11 16 8	56 15 47 6	143 11 11 9	5789	53 53 04 9	147 01 38 7	53 53 03 1	147 01 33 9	289 7
63	1091	1091	1091 0009	1	51 57 28 7	148 36 38 0	51 57 27 0	148 36 33 1	4051	51 04 50 2	146 05 25 0	51 04 48 5	146 05 20 6	202 3
64	3004	2004	3004 204	9740	53 35 54 2	143 32 02 2	53 35 52 1	143 31 57 3	890	53 00 04 7	140 46 12 9	53 00 02 6	140 46 28 6	231 8
65	3004	2004	3004 215	1010	54 17 43 0	142 39 11 8	54 17 41 9	142 39 07 3	8883	53 03 13 8	145 44 35 0	53 03 11 9	145 44 30 2	196 9
66	3004	2004	3004 220	11590	54 07 27 6	146 56 39 5	54 07 25 8	146 56 36 7	1100	53 08 47 3	145 21 31 5	53 08 45 4	145 21 27 1	201 3
67	3004	2004	3004 222	11517	53 20 07 5	147 05 43 1	53 20 05 7	147 05 38 4	890	52 18 50 0	143 31 56 2	52 18 48 7	143 31 51 9	265 8
68	3004	2004	3004 108	1010	55 41 41 0	141 40 99 7	55 41 38 9	141 40 95 2	23537	51 10 30 7	145 40 12 0	51 10 40 0	145 40 07 6	503 6
69	3004	2004	3004 212	8590	54 34 46 9	143 44 10 8	54 34 44 9	143 44 09 2	890	54 07 00 6	141 07 30 0	54 07 07 5	141 07 45 7	190 7
70	3004	2004	3004 211_M	9277	52 38 27 7	146 15 53 8	52 38 25 0	146 15 46 2	5400	52 17 00 0	145 18 55 3	52 17 02 8	145 18 50 8	93 7
71	3005	2005	3005 211_2	3000	52 08 00 0	144 43 07 6	52 07 58 8	144 47 03 2	890	51 31 00 7	145 40 51 2	51 30 58 9	145 40 46 9	72 8
72	3005	2005	3005 212_M	1990	51 27 15 3	143 53 39 7	51 27 13 5	143 53 35 5	11440	52 20 08 0	147 00 07 1	52 20 07 1	147 00 02 3	297 0
73	3005	2005	3005 211_3	3120	52 05 13 8	144 37 37 2	52 05 12 0	144 37 32 8	5880	52 19 52 3	145 28 29 3	52 19 56 5	145 28 24 8	64 0
74	3005	2005	3005 105_1	1010	54 44 41 8	143 30 45 3	54 44 38 8	143 30 43 9	1540	54 37 07 4	143 37 17 9	54 37 05 4	143 37 13 1	13 8
75	3005	2005	3005 105_2	3570	53 25 29 7	144 37 48 4	53 25 27 8	144 37 43 9	1490	54 38 55 1	143 55 42 0	54 38 53 1	143 55 38 3	152 5
76	3006	2006	3006 107M	13379	48 28 08 2	142 11 01 3	48 28 06 7	142 10 57 0	890	51 37 33 3	143 56 31 3	51 37 31 7	143 56 26 8	362 4
77	3006	2006	3006 202	8238	51 18 11 2	146 28 07 3	51 18 09 5	146 28 40 0	19085	50 53 05 1	144 00 54 3	50 53 03 3	144 00 50 1	176 1
78	3006	2006	3006 205	1298	50 27 08 2	144 11 08 0	50 27 06 4	144 11 05 8	8029	50 48 19 9	146 29 58 8	50 48 18 2	146 29 54 4	169 5
79	3006	2006	3006 103M	18253	47 26 54 4	146 01 18 9	47 26 52 9	146 01 14 8	890	51 15 26 7	144 43 23 4	51 15 27 9	144 43 19 1	434 2
80	3006	2006	3006 111M	24812	51 30 02 3	147 01 15 5	51 30 00 6	147 01 06 0	890	56 08 15 3	143 13 50 7	56 08 13 2	143 13 46 0	573 6
81	3006	2006	3006 202	1010	54 53 25 2	143 39 18 9	54 53 23 2	143 39 14 1	4849	55 16 13 5	145 00 14 7	55 16 11 5	145 00 09 9	96 1
82	3006	2006	3006 205M	9740	54 36 57 2	146 17 36 9	54 36 55 3	146 17 32 1	1025	53 49 53 4	143 17 30 1	53 49 51 4	143 17 45 7	214 3
													Итого	17900,0

Приложение 3 Договоры на агентское обслуживание

347
 ЭКЗЕМПЛЯР
 ОАО "МАТЭ"

ДОГОВОР АГЕНТИРОВАНИЯ

№ AS/M-05

г. Южно-Сахалинск

«20» ноября 2013 г.

ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», именуемое в дальнейшем «Принципал», в лице генерального директора Казанина Геннадия Семёновича, действующего на основании Устава, с одной стороны, и ООО «Морское Агентство «Сахалин-Флот-Сервис», именуемое в дальнейшем «Агент», в лице генерального директора Зорина Александра Александровича, действующего на основании Устава, с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем:

СТАТЬЯ 1. Предмет договора

1.1. В соответствии с настоящим договором «Принципал» поручает, а «Агент», от своего имени, но за счет «Принципала», за соответствующее вознаграждение, принимает на себя обязательства совершать юридические и иные действия, связанные с обслуживанием судов, являющихся собственностью, или арендованные «Принципалом» (далее именуемые - Суда «Принципала») в морских портах РФ и в морских районах работ Судна, когда «Принципал» имеет право назначить своего собственного агента.

1.2. «Принципал» уполномочивает «Агента» выступать в качестве «ПОЛУЧАТЕЛЯ» / «ОТПРАВИТЕЛЯ» при проведении таможенного и иных оформлений грузов «Принципала», оформлять и подписывать все необходимые документы.

1.3. Для целей проведения процедуры таможенного и иных оформлений грузов «Принципала», «Агент» уполномочен и имеет юридическое право, по согласованию с «Принципалом», заключать все необходимые соглашения с различными субподрядчиками на проведение импортно-экспортных и иных операций.

СТАТЬЯ 2. Права и обязанности «Агента»

2.1. «Агент» должен принимать все возможные меры по защите и содействию интересам «Принципала». В частности, «Агент» должен:

2.1.1. Принимать все возможные меры для быстрой обработки Судов «Принципала», вовремя оформлять все документы в соответствии с требованиями портовых властей и других официальных органов.

2.1.2. Организовывать оформление прихода и отхода Судов властями порта, Пограничными, Таможенными, Карантинными властями, организовывать постановку к

6/4
 11.12.13

причалу, принимать заявки и, при необходимости, размещать их у исполнителей по необходимым видам обслуживания. По требованию «Принципала», предоставлять информацию о позиции Судна с момента прихода на рейд до выхода из порта, а также о ходе грузовых операций, выполнении заявок и причинах задержек.

2.1.3. По письменной заявке «Принципала» оформлять таймшиты и нотисы и подписывать их у представителей порта, оформлять акты, счета и представлять их капитану Судна на подпись до отхода из порта по окончании всех работ и завершению выполнения всех формальностей, необходимых для отхода Судна.

2.1.4. Предоставлять автотранспорт для оформления прихода/отхода и для прочих нужд Судна.

2.1.5. По указанию «Принципала», или запросам капитанов, организовывать осмотр Судна, заказывать выполнение необходимых ремонтных работ, осуществлять вызов специалистов, сюрвейеров.

2.1.6. Организовывать, при необходимости, медицинское обслуживание, репатриацию членов экипажа, оформление документов, бронирование авиабилетов, мест в гостиницах и т.п.

2.1.7. В соответствии с указаниями «Принципала» и запросами капитанов снабжать Судна бункером, продуктами питания, пресной водой, техническим снабжением.

2.1.8. Принимать в интересах «Принципала» меры по урегулированию всех претензий, возникающих между Судном и другими организациями. Вопросы оформления гарантий согласовываются с «Принципалом».

2.1.9. Предоставлять услуги, относящиеся к предмету настоящего Договора, организовывать решение других вопросов, которые «Принципал» доверяет решать «Агенту», а так же, оказывать консультационные услуги, связанные с таможенным оформлением судов.

2.1.10. «Агент» обязан направлять «Принципалу» все действующие официальные тарифы, правила и другую информацию, имеющую отношение к оказанию услуг Судам в портах, указанных в настоящем Договоре, а также, сообщать обо всех изменениях к ним.

2.1.11. «Агент» уполномочен назначать по предварительному согласованию с «Принципалом» субагентов в тех портах, которые не обслуживаются им самим, по которые попадают под действие настоящего Договора.

СТАТЬЯ 3. Права и обязанности «Принципала»

3.1. «Принципал» обязан инструктировать капитанов Судов о даче заблаговременной (72, 48, 24 и 4 часа) информации в адрес «Агента» о подходах, заявках

на обслуживание, любых изменениях в позиции Судна, как перед подходом, так и в период стоянки в порту. Если переход между портами назначения и нахождения Судна менее 24 часов, то информация капитаном подаётся немедленно после выхода Судна из порта нахождения в порт назначения.

3.2. «Принципал» обязан представить «Агенту» документы, необходимые для оформления Судна, согласно местных правил и требований властей.

3.3. «Принципал» уполномочивает «Агента» производить выплаты портовых сборов, оплату услуг, предоставляемых Судну в порту третьими лицами.

3.4. «Принципал», имеющий прямые договоры с поставщиками технического снабжения, продуктов питания, горюче-смазочных материалов, судоремонтными организациями, другими подрядчиками, может поручать «Агенту» следить за исполнением указанных договоров и производить оплату таких расходов от имени «Принципала» за счет авансируемых на эти цели денежных средств.

3.5. «Принципал» имеет право наделять «Агента» дополнительными полномочиями, необходимыми для выполнения поручений, предусмотренных настоящим договором, а также лишать «Агента» отдельных или всех полномочий с письменным уведомлением последнего не позднее чем за одну неделю до даты вступления в силу указания «Принципала».

СТАТЬЯ 4. Порядок расчетов

4.1. Выплата «Принципалом» «Агенту» вознаграждения за агентирование и другие предоставленные услуги производится на основании Тарифов, подписанных сторонами (Приложение № 1 к настоящему договору).

4.2. Своевременно, до прибытия Судна в порт, «Принципал» обязан перевести на счет «Агента», согласно предварительного дисбурсментского счета и заявок «Принципала», аванс в размере 100 % от суммы платежа. Окончательная оплата в полном объеме производится «Принципалом» в течении 10-ти дней после получения счета-фактуры. «Принципал» производит платежи в адрес «Агента» с указанием в платежных документах наименования Судна и номера дисбурсментского счета, по которому производится оплата. Оплата банковских операций, взимаемая в банке «Принципала» оплачивается «Принципалом», взимаемая в банке «Агента» оплачивается «Агентом».

4.3. «Принципал» соглашается принять все возможные усилия, направленные на возмещение расходов «Агента» в течение 10 (десяти) дней, после получения (копий с последующей досылкой оригиналов) счета, счета-фактуры, акта выполненных работ и услуг, подтверждающей документации к счетам, либо, в случае предоплаты – счета на

указанный адрес. Неиспользованные средства «Принципала», по его желанию, зачисляются в счет следующих судозаходов, либо возвращаются на счет «Принципала» в течение 10 (десяти) дней со дня получения «Принципалом» финального дисбурсментского счета.

4.4. «Агент» направляет «Принципалу» дисбурсментские счета с подтверждающими документами в течение 10 (десяти) рабочих дней со дня отхода судна.

4.5. «Принципал» проверяет полученные счета и документы в течение 5 (пяти) дней, после чего, при отсутствии замечаний, они считаются принятыми к оплате.

4.6. «Агент» обязан по требованию «Принципала» предоставлять «Принципалу» акт сверки взаиморасчетов.

СТАТЬЯ 5. Ответственность

5.1. «Агент» несет ответственность перед «Принципалом» за неправильное или неэффективное выполнение своих обязанностей по данному Договору и должен возместить фактически понесенные «Принципалом» расходы, возникшие в результате действий или упущений со стороны «Агента» или его субподрядчиков или действий, не соответствующих условиям настоящего Договора. Фактически понесенные расходы должны быть подтверждены соответствующими документами. «Принципал» также вправе взыскать с «Агента» пени в размере действующей ставки рефинансирования ЦБ РФ, начисляемой на сумму фактически понесенных расходов.

5.2. «Принципал» несет ответственность перед «Агентом» за несвоевременную оплату оказанных услуг. «Агент» вправе взыскать с «Принципала» пени в размере 0,1% в день, начисляемой на сумму неоплаченных в установленный срок оказанных услуг «Агента».

СТАТЬЯ 6. Обстоятельства непреодолимой силы

6.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему договору, за исключением возврата ранее перечисленных денежных средств за невыполненные услуги, если это неисполнение явилось следствием обстоятельства непреодолимой силы, и если эти обстоятельства непосредственно повлияли на исполнение настоящего договора.

6.2. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения своих обязательств по настоящему договору вследствие действия обстоятельства непреодолимой силы, обязана в срок не позднее 3 (трех) календарных дней с момента наступления таких обстоятельств письменно известить другую сторону об их наступлении. Извещение

должно содержать данные о наступлении, характере обстоятельств и возможных их последствиях в отношении исполнения настоящего договора, а также предполагаемых сроках их прекращения. Сторона не позднее 1 (одного) календарного дня должна известить другую сторону в письменном виде о прекращении действия таких обстоятельств.

6.3. Не извещение или несвоевременное извещение о наступлении обстоятельства непреодолимой силы лишают стороны права ссылаться на них в дальнейшем.

СТАТЬЯ 7. Арбитраж, прочие условия

7.1. Все споры, которые могут возникнуть между «Принципалом» и «Агентом» в процессе исполнения настоящего договора, должны решаться путём переговоров для взаимного урегулирования. Если к единому мнению стороны прийти не могут, споры должны передаваться на рассмотрение Арбитражного суда по месту нахождения ответчика, в соответствии с законодательством РФ.

7.2. Каждая из сторон признает, что установленные условия оплаты являются конфиденциальной информацией, и другая сторона не имеет права раскрывать или как-либо использовать такую конфиденциальную информацию иначе, чем в связи с исполнением настоящего договора. За исключением разглашения такой информации на основании требований действующего законодательства.

7.3. Настоящий Договор составлен на русском языке.

7.4. Любые изменения к настоящему договору действительны только в том случае, если они сделаны в письменной форме и подписаны лицами, должным образом уполномоченными на это сторонами.

7.5. Настоящий договор вступает в силу с момента его подписания сторонами и будет действителен до 20 ноября 2014 года. Если ни одна из сторон за 30 дней до истечения срока действия договора не известит другую сторону в письменной форме о намерении расторгнуть договор, срок его действия будет каждый раз считаться автоматически продленным на следующий календарный год.

7.6. Соглашение может быть расторгнуто до окончания срока действия, но сторона, желающая расторгнуть соглашение должна уведомить об этом другую сторону за 30 дней до срока расторжения и произвести полный расчет по существующей задолженности до окончания срока действия Соглашения.

АГЕНТ**ООО «Морское Агентство
«Сахалин-Флот-Сервис» (SFS)**

Россия, 693000, Сахалинская область,
г. Южно-Сахалинск, пр. Мира, 113-79
Тел.: +7 (4242) 312-163
Факс: +7 (4242) 312-162
Адрес электронной почты:
agency@shelflot.ru

ИНН/КПП 6501246599 / 650101001

Р/счет: 40702810807010000772 в ФОЛО

«Дальневосточный банк «Сахалинский»

г. Южно-Сахалинск

К/счет: 30101810900000000745

БИК 046401745

Генеральный директор



/Зорин А.А./

ПРИНЦИПАЛ**ОАО «Морская арктическая
геологоразведочная экспедиция»**

Россия, 183012, г. Мурманск, ул. Софьи
Перовской, д. 26
Тел.: +7(8152) 45-07-09
Факс: +7(8152) 45-89-97
Адрес электронной почты:
info@mage.ru

ИНН / КПП 5190100088 / 519001001

Р/счет: 407 028 106 410 200 025 31 в

Филiaal № 8627 Акционерного
коммерческого сберегательного банка
Российской Федерации Мурманское
отделение

К/счет: 301 018 103 000 000 006 15

БИК 044 705 615

Генеральный директор



/Казанин Г.С./

ПРИЛОЖЕНИЕ №1
к договору агентирования
№ AS/M-05 от «20» ноября 2013 года

Таблица 1

Агентское вознаграждение, руб. РФ.

Валовая регистровая вместимость	Многоцелевые суда снабжения, транспортные суда, НИС, танкеры, буровые установки и прочие.
Меньше чем 500	15,550.00
501 – 1 600	25,000.00
1 601 – 3 100	32,500.00
3 101 – 6 200	40,500.00
6 201 – 10 400	46,550.00
10 401 – 20 800	52,850.00
20 801 – 50 000	58,500.00
50 001 – 75 000	63,500.00
75 001 – 100 000	69,500.00
100 001 – 130 000	70,000.00
130 001 – 150 000	

Вышеупомянутые тарифы покрывают не более 10 дней стоянки судна в порту или на рейде под грузовыми операциями. В случае стоянки более 10 дней, дополнительное вознаграждение за каждый последующий день взимается в размере 5% от базисной ставки (таблица 1).

Таблица 2

Тарифы на дополнительные услуги

№ п/п	Наименование услуг	Ед. измерения	Тариф (% , руб. РФ)
1	Организация смены экипажа, без учета транспортных услуг	один человек	350
2	Организация вызова специалиста по проверкам, ремонтам, оформлению свидетельства.	за одну операцию	1,000
3	Услуги по визово-иммиграционному оформлению.	от стоимости	7,5%
4	Помещение больного члена экипажа в больницу на срок до 10 суток после отхода судна В дальнейшем за каждые 10 суток	за одного чел.	2,800 1,400
5	Бронирование гостиниц, приобретение билетов и т.д., без учета транспортных услуг	от стоимости	8 %
6	Составление документации для оформления (коносамента, спецификации, инвойсы, и др.)	за один документ	1,000
7	Организация проведения таможенного оформления.	за одно оформление	5,000

8	Разработка ТЭО, лодостяк - подготовительные работы	за одну работу	1,500
9	Организация хранения груза и погрузо-разгрузочных работ.	от стоимости	10%
10	Услуги по оформлению сертификатов, иных разрешительных документов.	от стоимости	5%
11	Организация автомобильных, авиа и железнодорожных перевозок груза и пассажиров.	от стоимости	10%
12	Декларирование судовых припасов	за одну работу	3,000
13	Организация снятия с судна мусора и отходов	от стоимости	10%
14	Осуществление снабжения судна: Бункером, Маслом, Продуктами питания, пресной водой, техническим и прочим снабжением	от стоимости	1,5 % 5 % 8%
15	Организация сюрвейерского осмотра, водолазных работ, обеспечение других работ и услуг	от стоимости	10%
16	Банковские расходы	от стоимости	1%
17	Организация работ, связанных с проверкой и освидетельствованием аварийно-спасательных средств, противопожарного и иного оборудования	от стоимости	5%

Дополнение:

1. Час обозначает фактически затраченное время, включающее в себя общее количество полных и неполных часов;
2. Стоимость услуг не включает в себя сборы и штрафы государственных и контролирующих органов;
3. Использование автомобиля агента по обслуживанию судна оплачивается по тарифу 1,000 руб./час;
4. Расходы, которые несет агент в связи с обслуживанием судна по использованию телефона, телекса, факса, пересылке корреспонденции оплачиваются по тарифу 3,800 руб./судозаход;
5. Работы и услуги, не предусмотренные настоящими тарифами, согласовываются в каждом отдельном случае;
6. Стоимость услуг рассчитывается от полной стоимости расходов, включающей НДС.

ОТ АГЕНТА

ОТ ПРИНЦИПАЛА

Генеральный директор:

Генеральный директор:



/ Зорин А.А. /



/ Казанин Г.С. /

ВЫПИСКА

из Единого государственного реестра юридических лиц

№ 04-01/2013
от 14.06.2013

Наименование компании полностью и обобщенное наименование

Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц

11.2.2.15.1.6.0.2.8.1.2

полный наименование юридического лица
наименование в Едином государственном реестре юридических лиц, по которому выдана выписка

полное наименование юридического лица, по которому выдана выписка



КОМПАНИ ВОР
KOMPANI-VOR-CEN
DON-SPIC-DB-KIR

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

N	Наименование юридического лица	Юридический адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг Арктика", зарегистрированное в Едином государственном реестре юридических лиц	191000, Санкт-Петербург, ул. Давыдовская, д. 10, к. 1

347

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
(часть 2 «Тарифы в п. Магадан»)
к договору агентирования
№ AS/М-05 от «20» ноября 2013 года

Таблица 1

Тарифная сетка агентского вознаграждения для судов Принципала (рубли РФ)

Валовая вместимость/GT	Ставка агентского вознаграждения, за 1 судозаход
До 501	28000,00
501-1600	38000,00
1601-3100	48000,00
3101-6200	52000,00
6201-10400	57000,00
10401-20800	62000,00
20801-50000	67000,00
50001-75000	72000,00
75001-100000	77000,00
100001-130000	80000,00
130001-150000 и более	85000,00

Для судов стоящих в порту (причал/рейд) больше 30 суток агентское вознаграждение оплачивается один раз в месяц по ставкам, указанным в таблице, с увеличением на 20%.

Вознаграждение за шипчандлерские услуги оплачивается из расчета 10% от суммы поставляемого снабжения.

Таблица 2

Тарифная сетка за предоставление автотранспорта агента (рубли РФ)

Транспортное средство	за 1 авто/ час
Автобус (20 пассаж. мест)	3500,00
Легковые автомобили, джипы	1600,00

При необходимости и по требованию Принципала, Агент берет на себя организацию авто, авиаперевозок груза и/или пассажиров Принципала. В таких случаях Принципал уплачивает Агенту вознаграждение в размере 10% от общей суммы стоимости транспортировки, фактически уплаченной транспортным компаниям.

Таблица 3

Тарифы на дополнительные услуги, оказываемые агентом по заявкам Принципала

№ пп	Наименование услуг	Ед. измерения	Тариф, руб., %
1	Организация репатриации (бронирование авиабилетов, проживание в гостиницах города Магадан, питание и т.д., без учета транспортных услуг)	От стоимости	12%
2	Услуги агента (встреча/проводы представителей компании за исключением смены экипажа)	1 операция	1500,00
3	Организация вызова специалиста по проверкам, ремонтам, оформлению свидетельства	1 операция от стоимости	8%
4	Заказ в банке и доставка наличных средств капитану	1 операция от стоимости	3%

54
0200510

<p>Общество с ограниченной ответственностью</p> <p>МОРСКОЕ АГЕНТСТВО САХАЛИН-ФЛОТ-СЕРВИС</p> <p>693000, Россия, Сахалин, г. Южно-Сахалинск, пр. Мира, 113-79 тел.: (4242) 312-163 факс: (4242) 312-162 agency@shelfflot.ru</p>		<p>Limited Liability Company</p> <p>MARITIME AGENCY SAKHALIN-FLOT-SERVICE, Ltd.</p> <p>113-79, Mira ave., Yuzhno-Sakhalinsk, Sakhalin Island, 693000, Russia tel.: (4242) 312-163 fax: (4242) 312-162 agency@shelfflot.ru</p>
---	--	--

244/13

Исх. № 062
Дата: 11.03.15г.

*Александр
Сычуговский
Директор ООО
«Южно-Сахалинск
Финанс»*

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО
об изменении наименования банка

ООО «Морское Агентство «Сахалин-Флот-Сервис» настоящим извещает, что, в связи с изменением наименования банка, связанного с приобретенным им статусом публичного акционерного общества (ПАО), внесены изменения в банковские реквизиты нашей компании, а именно:

Р/сч. 40702810807010000772
ФПАО «Дальневосточный банк» «Сахалинский»
г. Южно-Сахалинск
К/сч. 30101810900000000745
БИК 046401745

Переоформление действующих договоров в связи с изменением наименования банка не требуется, все контакты и реквизиты остаются прежние.

С уважением,

Генеральный директор



Зорин А.А.

23 марта 15

Исп.: Дроздова Е.В.
Тел.: (4242)31-21-63



9X3E
ОАО * ГЭ*

ДОГОВОР
НА АГЕНТСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

№ 8/04

г. Владивосток

«08» апреля 2019 г.

ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», именуемое в дальнейшем «Принципал», в лице генерального директора Казанна Геннадия Семеновича, действующего на основании Устава, с одной стороны, и ООО «БЕЛЬСУ ШИППИНГ», именуемое в дальнейшем «Агент», в лице директора Губина Анатолия Николаевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. По настоящему договору Агент обязуется за вознаграждение совершать по поручению и за счет Принципала юридические и иные действия от своего имени по обслуживанию судов компании в Российских Дальневосточных портах.

2. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

2.1. По настоящему договору Агент обязуется совершать следующие действия:

- защищать законные интересы Принципала;
- выполнять различные формальности, связанные с приходом судна в порт, пребыванием судна в порту и выходом судна из порта;
- заказывать причалы, а при необходимости лоцманов, буксиры, швартовные бригады, организовывать своевременное прохождение санитарных, иммиграционных и других формальностей в соответствии с правилами;
- оказывать помощь капитану судна в установлении контактов с портовыми и местными властями;
- организовывать снабжение судна топливом, маслами, водой, продовольствием по заявке Принципала;
- при необходимости организовывать техническое обслуживание судна в порту: во всех случаях, связанных с обеспечением грузовых операций, представлять Принципала перед официальными портовыми и другими властями и заинтересованными коммерческими структурами, а также обеспечивать необходимые контакты с ними;
- организовывать, координировать, контролировать грузовые и таманские операции;
- передавать выходные грузовые документы капитанам судов при необходимости отправлять их факсимильной связью Принципалу;
- оплачивать по распоряжению Принципала и капитана судна суммы, подлежащие уплате в связи с пребыванием судна в порту;
- совершает иные действия в области морского агентирования;

2.2. Агент обязан выполнять предусмотренные в п. 2.1 действия надлежащим образом и своевременно, руководствуясь указаниями Принципала.

2.3. Агент вправе отступить от указаний Принципала, если по обстоятельствам дела это необходимо в интересах Принципала, и Агент не мог предварительно запросить Принципала, либо, не получив ответ на свой запрос в течение 24 часов после его отправки.

2.4. Оплата всех расходов по выполнению настоящего договора осуществляется за счет Принципала.

2.5. Обязанности Принципала:

- оплатить агентское вознаграждение и все расходы, связанные с приходом судна в порт, пребыванием судна в порту и выходом судна из порта в соответствии с действующими тарифами (см. Приложение к данному договору);
- не позднее, чем за 24 часа до предполагаемой даты подхода судна в порт предоставлять заявки Агенту на снабжение судна;
- обеспечить свои суда надлежащим образом, оформленным комплектом грузовых документов;
- возместить Агенту все произведенные им расходы, связанные с исполнением поручения Принципала;
- принять от Агента все исполненное по настоящему договору;
- в случае не предоставления Агенту необходимой информации в требуемые сроки, нести ответственность за возникшие последствия.

3. СТОИМОСТЬ ДОГОВОРА

3.1. Размер вознаграждения Агента рассчитывается в соответствии с тарифами, ставками и иными сборами, установленными и указанными в Приложении № 1 к настоящему договору.

4. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

4.1. Вознаграждение выплачивается Агенту согласно утвержденных и действующих тарифов за фактически оказанные услуги в течение 7 (семи) рабочих дней со дня получения счета-фактуры и акта сдачи-приемки оказанных услуг с приложением первичных документов (квитанции, наряды, акты и т.п., заверенные капитаном судна и судовой печатью), подтверждающих факт оказания услуг.

4.2. При получении заявки от Принципала Агент выставляет любым видом связи проформу предварительного дисбурсментского счета, содержащую ориентировочный размер затрат и счет на предоплату, который подлежит оплате в течение 5 рабочих дней. Дисбурсментские расходы оплачиваются Агентом за счет Судовладельца из средств, полученных по предоплате.

4.3. Окончательная оплата в течение 5 рабочих дней после отхода судна с даты получения финального дисбурсментского счета со всеми подтверждающими документами.

4.4. Расчеты производятся в российских рублях.

4.5. Агент осуществляет контроль за предъявление счетов третьими лицами в строгом соответствии с действующими тарифами и правилами. Допущенные в счетах (счетах-фактурах) ошибки, неточности должны быть исправлены, неправомерно предъявленные суммы или расписки не принимаются к рассмотрению Принципом.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПО НАСТОЯЩЕМУ ДОГОВОРУ

5.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения одной из сторон обязательств по настоящему договору она обязана возместить другой стороне причиненные таким неисполнением убытки в соответствии с действующим законодательством.

6. ФОРС – МАЖОР

6.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему договору, если это неисполнение явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после заключения настоящего

договора в результате обстоятельств чрезвычайного характера, которые стороны не могли предвидеть или предотвратить.

6.2. При наступлении обстоятельств, указанных в п. 6.1, каждая сторона должна без промедления известить о них в письменном виде другую сторону. Извещение должно содержать данные о характере обстоятельств, а также официальные документы, удостоверяющие наличие этих обстоятельств и, по возможности, дающие оценку их влияния на возможность исполнения стороной своих обязательств по настоящему договору.

6.3. Если сторона не направит или несвоевременно направит извещение, предусмотренное в п. 6.2, то она обязана возместить второй стороне понесенные ею убытки.

6.4. В случаях наступления обстоятельств, предусмотренных в п. 6.1. срок выполнения стороной обязательств по настоящему договору отодвигается соразмерно времени, в течение которого действуют эти обстоятельства и их последствия.

6.5. Если наступившие обстоятельства, перечисленные в п. 6.1, и их последствия продолжают действовать более двух месяцев, стороны проводят дополнительные переговоры для выявления приемлемых альтернативных способов исполнения настоящего договора.

7. КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ

7.1. Условия настоящего договора и соглашений (протоколов и т.п.) к нему конфиденциальны и не подлежат разглашению.

7.2. Стороны принимают все необходимые меры для того, чтобы их сотрудники, агенты, правопреемники без предварительного согласия другой стороны не информировали третьих лиц о деталях данного договора и приложений к нему.

8. РАЗРЕШЕНИЕ СПОРОВ

8.1. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть между сторонами по вопросам, не нашедшим своего разрешения в тексте данного договора, будут разрешаться путем переговоров.

8.2. При не урегулировании спорных вопросов в процессе переговоров, споры передаются на разрешение в арбитражный суд по месту нахождения истца.

9. ИЗМЕНЕНИЕ И ПРЕКРАЩЕНИЕ ДОГОВОРА

9.1. Настоящий договор может быть изменен или прекращен по письменному соглашению сторон, а также в других случаях, предусмотренных законодательством и настоящим договором.

9.2. Принципал вправе в любое время отказаться от исполнения настоящего договора путем направления письменного уведомления Агенту. Договор считается расторгнутым по истечении 7 (семи) дней с момента направления извещения, если в уведомлении не предусмотрен более поздний срок расторжения договора. Если Принципал отказался от настоящего договора, Агент сохраняет право на вознаграждение за услуги, оказанные им до прекращения договора, а также на возмещение понесенных до этого момента расходов.

9.3. Агент вправе отказаться от настоящего договора путем направления письменного уведомления Принципалу, если Принципал не выполняет или ненадлежащим образом выполняет свои обязательства, в том числе обязательства по уплате Агенту вознаграждения и возмещению расходов в соответствии со ст. 4

настоящего Договора. Агент, отказавшийся от настоящего договора по причине нарушения настоящего договора Принципалом, сохраняет право на вознаграждение за услуги, оказанные им до прекращения договора, а также на возмещение понесенных до этого момента расходов.

10. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

10.1. Во всем остальном, что не предусмотрено настоящим договором, стороны руководствуются действующим законодательством Российской Федерации.

10.2. Любые изменения и дополнения к настоящему договору действительны при условии, если они совершены в письменной форме и подписаны надлежаще уполномоченными на то представителями сторон.

10.3. Все уведомления должны направляться в письменной форме. Уведомления будут считаться исполненными надлежащим образом, если они посланы заказным письмом, по телексу, факсу, электронной почте или доставлены лично, но юридическим (почтовым) адресам сторон с получением под расписку соответствующими должностными лицами.

10.4. Документы (договора, счета и другие) полученные посредством факсимильной или электронной связи имеют юридическую силу наравне с оригиналом.

10.5. Настоящий договор вступает в силу с момента его подписания сторонами сроком на один год.

10.6. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному экземпляру для каждой из сторон.

11. ПОЧТОВЫЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

ПРИНЦИПАЛ:

Открытое акционерное общество «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»)
ИНН/КПП 5190100088/519001001
Юридический адрес:
183038, г. Мурманск,
ул. Софын Перовской, д.26
тел./факс: (8152) 45-07-09 / 45-89-97

Эл. почта: info@mage.ru
ОГРН 1025100841039
Банковские реквизиты:
р/с № 40702810641020002531
в Мурманском отделении № 8627
ПАО Сбербанк г. Мурманск
к/сч № 30101810300000000615
БИК 044705615

АГЕНТ:

Общество с ограниченной ответственностью «БЕЛЬСУ ШИППИНГ» (ООО «БЕЛЬСУ ШИППИНГ»)
ИНН/КПП 2540211218/254001001
Юридический адрес: 690065,
г. Владивосток, ул. Стрельникова,
д. 7, каб. 902
Адрес местонахождения: 690065,
г. Владивосток, ул. Паллады, д. 1.
тел./факс: 8 (423) 2215-111 / 2215-566
Эл. почта: agency@belsu.net
ОГРН 11525400003582
Банковские реквизиты:
р/с N 40702810400004006401
в ПАО АКБ «ПРИМОРЬЕ»
К/с № 30101810800000000795
БИК 040507795
ОКПО 36757776

12. ПОДПИСИ СТОРОН

Принципал:

Генеральный директор ОАО «МАГЭ»
Казанин Геннадий Семёнович



Агент:

Директор ООО «БЕЛЬСУ ШИППИНГ»
Губин Анатолий Николаевич



ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 К ДОГОВОРУ № 8/04 от 08.04.2019г.

Таблица 1
Агентское вознаграждение, руб. РФ (без учета НДС)

Валовая регистровая вместимость / GT	Ставка агентского вознаграждения, за 1 судозаход
Меньше чем 500	29,500.00
501 – 1 600	34,000.00
1 601 – 3 100	49,500.00
3 101 – 6 200	58,000.00
6 201 – 10 400	64,500.00
10 401 – 20 800	71,000.00
20 801 – 50 000	78,500.00
50 001 – 75 000	87,000.00
75 001 – 100 000	96,500.00
100 001 – 130 000	110,500.00
130 001 – 150 000	120,500.00

Вышеупомянутые тарифы покрывают не более 10-ти дней стоянки судна в порту или на рейде под грузовыми операциями. В случае стоянки более 10-ти дней, дополнительное вознаграждение за каждый последующий день взимается в размере 10% от базисной ставки (таблица 1).

Таблица 2
Тарифы на дополнительные услуги (без учета НДС)

№ п/п	Наименование услуг	Ед. измерения	Тариф (% , руб. РФ)
1	Организация смены экипажа, без учета транспортных услуг	за одного чел.	2350
2	Услуги агента встреча/проводы в аэропорту - члены экипажа - представители компании	за одного чел.	1,300 2,400
2	Организация вызова специалиста по проверкам, ремонтам (без учета стоимости работ).	за одну операцию	1,300
3	Услуги по визово-иммиграционному оформлению.	от стоимости	10%
4	Помещение больного члена экипажа в больницу на срок до 10 суток В дальнейшем за каждые 10 суток	за одного чел.	4,500 2,200
5	Декларирование судовых припасов	за одну работу	6,000
6	Организация снятия с судна мусора и отходов	от стоимости	15%
7	Организация снабжения судна: Бункером, Маслом, Продуктами питания, пресной водой, техническим и прочим снабжением	от стоимости	2 % 9 % 10%
8	Организация ремонта, сюрвейерского осмотра, водолазных работ, обеспечение других работ и услуг	от стоимости	10%

9	Банковские расходы	от стоимости	1%
10	Оформление пропуска в порт/судно	за одного чел./день	1250
11	Предоставление сотового телефона капитану для осуществления местных звонков	шт./сутки	560
12	Организация работ, связанных с проверкой и освидетельствованием аварийно-спасательных средств, противопожарного и иного оборудования	от стоимости	10%

Дополнение:

1. Час обозначает фактически затраченное время, включающее в себя общее количество полных и неполных часов;
2. Стоимость услуг не включает в себя сборы и штрафы государственных и контролирующих органов;
3. Использование автомобиля агента (до 3-х пассажиров) по обслуживанию судна оплачивается по тарифу 2,500 руб./час;
4. Расходы, которые несет агент в связи с обслуживанием судна по использованию телефона, телекса, факса, пересылке корреспонденции оплачиваются по тарифу 5,000 руб./судозаход;
5. Работы и услуги, не предусмотренные настоящими тарифами, согласовываются в каждом отдельном случае;
6. Стоимость услуг рассчитывается от полной стоимости расходов, включающей НДС.
7. Судозаход – это заход и выход 1-го судна.

ПОДПИСИ СТОРОН

Принципал:

Генеральный директор ООО «МАГ»
Казани Геннадий Казенович



Агент:

Директор ООО «БЕЛЬС» Дмитрий
Губин Анатолий Николаевич



Приложение 4 Договора на поставку нефтепродуктов

285/16)

Договор поставки № 01092016

ЭКЗЕМПЛЯР
ОАО "МАГЭ"

«01» сентября 2016 г.

г. Владивосток

ООО "Твинс", именуемое в дальнейшем Поставщик, в лице директора Жукова Сергея Геннадьевича действующего на основании Устава, с одной стороны и ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция», именуемое в дальнейшем Покупатель, в лице Казанна Геннадия Семеновича, действующего на основании устава, с другой стороны, договорились о следующем:

1. Общие положения

- 1.1. Настоящий Договор является основным документом и предусматривает сотрудничество сторон по поставкам нефтепродуктов.
- 1.2. Дополнительные соглашения и приложения к настоящему договору, а также телеграммы, телефонограммы и факсимильные сообщения должны иметь ссылку на настоящий Договор и являться его неотъемлемой частью.
- 1.3. Факсимильные экземпляры договора, дополнительных соглашений, приложений и иных документов, имеющих отношение к настоящему договору, имеют юридическую силу до замены их на подлинные экземпляры. Сторона, отправившая факсимильный экземпляр, обязана в течении 1 дня с даты отправки отправить в адрес другой стороны подлинный экземпляр почтовым отправлением.
- 1.4. Все Дополнительные соглашения, изменения и приложения к Договору должны быть совершены в письменной форме, подписаны уполномоченными представителями Сторон и заверены печатями Сторон.
- 1.5. Договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

2. Предмет договора

- 2.1. В соответствии с настоящим Договором, Поставщик обязуется поставить Покупателю, а Покупатель, в свою очередь, принять и оплатить нефтепродукты (далее – Продукцию).
- 2.2. Поставляемая Продукция по своему качеству должна соответствовать действующим на предприятии-изготовителе ТУ, ГОСТам, а также иным российским стандартам.
- 2.3. Технические характеристики Продукции подтверждаются паспортами качества.

3. Условия и сроки поставки Продукции

- 3.1. Согласование условий поставки осуществляется на основании заявки Покупателя, в которой указывается: ассортимент, количество, цена, периодичность, сроки поставки и оплаты.
- 3.2. Условия и сроки поставки и оплаты, переход права собственности на поставляемую продукцию оговариваются Сторонами в Приложениях на каждую поставку.
- 3.3. В течении трех дней с момента передачи продукции по настоящему Договору стороны обязаны подписать акт приемки-передачи продукции.
- 3.4. В случае возникновения разногласий по качеству и/или количеству при приемке Продукции Покупателем вызов представителя Продавца обязателен.

4. Цена Продукции

- 4.1. Цена по каждому виду поставляемой Продукции фиксируется Сторонами в Приложениях на каждую поставку.
- 4.2. Цена определяется с учетом провозной платы и налогов в соответствии с действующим законодательством.

5. Порядок расчетов

- 5.1. Оплата Продукции осуществляется Покупателем путем перечисления денежных средств на расчетный счет, указанный в п. 10 настоящего договора.
- 5.2. Обязанность Покупателя по оплате Продукции считается исполненной в момент поступления денежных средств на расчетный счет, указанный в п. 10 настоящего договора.

 Поставщик

 Покупатель

01/09/16
01.09.16

6. Ответственность сторон

6.1. За неисполнение или ненадлежащее исполнение своих обязательств по настоящему Договору стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ и настоящим Договором.

6.2. Поставщик несет ответственность за взятые на себя обязательства по данному Договору:

- по факту передачи Продукции Покупателю;
- по количеству и качеству поставляемой Продукции.

6.2.1. В случае нарушения Поставщиком сроков поставки Поставщик уплачивает Покупателю неустойку в размере 0,1 % стоимости партии товара за каждый день просрочки.

6.2.2. В случае поставки нефтепродуктов, не соответствующих ТУ, Покупатель вправе предъявить Поставщику требование соразмерного уменьшения покупной цены на партию.

6.3. Покупатель несет ответственность за взятые на себя обязательства по данному Договору:

- по оплате Продукции согласно условиям данного Договора.
- по обеспечению информацией о факте приема Продукции;

6.3.1. В случае несвоевременной оплаты Покупатель выплачивает Поставщику пеню в размере 0,1% от неоплаченной суммы за каждый день просрочки. Выставление и начисление штрафных санкций является правом, а не обязанностью Поставщика и осуществляется им по своему усмотрению в случае нарушения Покупателем своих обязательств по настоящему договору.

6.4. В случае простоя танкера «Поставщика» и невозможности передачи нефтепродуктов «Покупателю» по вине последнего, «Поставщик» имеет право, но не обязанность, предъявить к «Покупателю» требование об уплате неустойки в размере 2000 (двух тысяч) долларов США, в рублях по курсу ЦБ, за каждые сутки простоя, согласно выставленного «Поставщиком» счета.

6.5. Ответственность Сторон в иных случаях определяется в соответствии с действующим законодательством.

7. Форс-мажор

7.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему Договору, если таковые явились следствием действия обстоятельства непреодолимой силы, не поддающихся разумному контролю Сторон, возникших после заключения настоящего Договора, а также объективно препятствующих полному или частичному выполнению сторонами своих обязательств по настоящему Договору, включая, но не ограничиваясь перечисленным, войны, военные действия любого характера, блокады, забастовки, землетрясения, наводнения, пожары и другие стихийные бедствия, а также акты компетентных государственных органов, препятствующие выполнению Сторонами своих обязательств по настоящему Договору. Срок исполнения Сторонами договорных обязательств соразмерно отодвигается на время действия таких обстоятельств.

7.2. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения обязательств по Договору, в силу вышеуказанных причин должна письменно известить об этом другую сторону в течение 14 дней с момента наступления таких обстоятельств. Доказательством указанных в извещении фактов должны служить документы, выдаваемые компетентными государственными органами.

7.3. Если подобное состояние, препятствующее выполнению обязательств по настоящему Договору, продлится более трех последовательных месяцев, то каждая Сторона имеет право расторгнуть Договор в одностороннем порядке, письменно известив об этом другую Сторону. В этом случае действие Договора прекращается с момента получения извещения другой Стороной.

8. Споры сторон

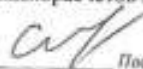
8.1. Все споры, возникающие из настоящего Договора или в связи с ним, разрешаются Сторонами путем переговоров.

8.2. В случае не достижения соглашения, все споры, возникающие из настоящего Договора или в связи с ним, подлежат рассмотрению в Арбитражном суде Приморского края.

9. Заключительные положения

9.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента подписания и действует до «31» декабря 2016 г. В случае, если в последние 30 дней действия договора ни одна из сторон не выразит письменного намерения расторгнуть данный Договор, Договор считается пролонгированным на один календарный год на тех же условиях.

9.2. Прекращение действия настоящего Договора не освобождает стороны от обязанности завершения всех взаиморасчетов по настоящему Договору между сторонами.


Поставщик


Покупатель

9.3. При изменении, дополнении или продлении данного Договора стороны оформляют отношения приложением либо перезаключают данный Договор на новых условиях.

9.4. Погрузочные и приходные документы являются неотъемлемой частью данного Договора и подтверждают взаиморасчеты сторон. Платежные документы являются подтверждением взаиморасчетов со стороны Покупателя.

9.5. Договор может быть расторгнут сторонами по основаниям, предусмотренным настоящим договором, действующим законодательством РФ, а также по инициативе любой из сторон, при этом сторона-инициатор расторжения обязана в письменном виде не позднее, чем за 30 дней до предполагаемого расторжения уведомить об этом другую сторону. Досрочное расторжение договора не освобождает стороны от полного выполнения своих обязательств по настоящему договору, взятых на себя сторонами до прекращения действия настоящего договора.

10. Юридические адреса и банковские реквизиты сторон

Поставщик:
ООО «Танис»
 690002, Приморский край,
 г. Владивосток, ул. Амурская, д. 84.
 ИНН 2540181108
 КПП 254301001
 ОГРН 1122540003145
 р/сч. – 407 02 810 010 540 002 120;
 ФИЛИАЛ 2754 Банк ВТБ 24 (ЗАО),
 г. Хабаровск
 кор/сч. - 30101810300000000827
 БИК 040813827

Покупатель:
**ОАО «Морская Арктическая
 Геологоразведочная Экспедиция»**
 183038 г. Мурманск
 ул. Софьи Перовской д.26
 ИНН 5190100088
 КПП 519950001
 р/сч 40702810641020002531
 в Мурманском ОСБ № 8627
 ПАО Сбербанк г. Мурманск
 кор/сч 30101810300000000615
 БИК 044705615

ПОДПИСИ И ПЕЧАТИ СТОРОН

Поставщик:
ООО «Танис»
 Директор
 Жуков С.Г.



Покупатель:
**ОАО «Морская Арктическая
 Геологоразведочная Экспедиция»**
 Генеральный директор




 Поставщик


 Покупатель

ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1007-20

г. Владивосток

«10» «июля» 2020 г.

ООО «Восточная нефтяная группа», именуемое в дальнейшем «Поставщик», в лице Директора Филоновой Анны Владимировны, действующего на основании Устава, с одной стороны, и ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», именуемое в дальнейшем «Покупатель», в лице заместителя генерального директора-главного инженера Масарова Евгения Станиславовича, действующего на основании Доверенности от 14 апреля 2020 года, удостоверенной Грачевой Л.Ю., нотариусом города Москвы и зарегистрированной в реестре за № 77/144-н/77-2020-2-964, с другой стороны, именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий договор о следующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Поставщик обязуется осуществлять поставку нефтепродуктов (далее по тексту – «Товар») Покупателю, а Покупатель обязуется принимать и оплачивать поставленный «Товар».

2. УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

2.1. Поставка нефтепродуктов осуществляется на основании заявок Покупателя, которые подаются Покупателем в письменном виде (по факсу или электронной связи, с последующей досылкой оригинала Поставщику).

2.2. Заявка должна содержать следующие сведения: базис поставки, наименование порта (места) поставки; наименование и ИМО судна, принимающего нефтепродукты; дата поставки нефтепродуктов; наименование, количество и марка поставляемого нефтепродукта, наименование агента, порядок и сроки оплаты.

2.3. На основании заявок Покупателя на каждую конкретную партию нефтепродуктов составляются Приложения, в которых оговариваются ассортимент, количество, сроки поставки, название судна, время и место его буксировки, порядок и сроки оплаты. Приложения являются неотъемлемой частью настоящего договора.

2.4. Обязательства Сторон по поставке возникают с момента подписания Сторонами Приложения на конкретную поставку.

2.4.1. Поставщик обязуется:

- письменно сообщить о возможности выполнения заявки в течение суток со дня получения,
- подготовить Приложение к Договору на каждую партию Товара,
- осуществить бункеровку судов Покупателя нефтепродуктами в количестве, указанном в Приложении к настоящему Договору, и соответствующими требованиям ГОСТа по качеству,
- оформить бункерную расписку, (акт приема-передачи/коносамент),
- предоставить Покупателю УПД/Товарную накладную (унифицированная форма № ТОРГ-12) и/или копии иных товарно-транспортных документов, подтверждающих факт поставки. В случае если Покупатель в течение 5 (пяти) дней с момента направления Поставщиком указанных документов не вернет Поставщику подписанные оригиналы документов, подтверждающих поставку, или не предоставит мотивированные возражения, стороны установили, что товарные накладные/УПД (и другие документы) считаются подписанными Покупателем, и поставка товара выполнена надлежащим образом,
- выставить счет-фактуру за оказанные услуги.

2.4.2. Покупатель обязуется:

- подать заявку на бункеровку нефтепродуктами,
- подписать бункерную расписку и иные товаротранспортные документы,
- полностью оплатить полученные нефтепродукты в установленный срок,
- направить Поставщику подписанные со своей стороны оригиналы Товарных накладных в течение 5 (пяти) дней с момента получения.

2.4.3. Копии всех вышеперечисленных документов могут быть направлены по факсимильной или электронной связи, с последующим обязательным направлением оригиналов по почте.

2.5. Право собственности, риски случайной гибели, случайного повреждения или ухудшения качества Товара, переходит от Поставщика к Покупателю с момента исполнения обязанности Поставщика по поставке Товара Покупателю.

2.6. Моментом исполнения обязанности Поставщика по передаче Бункерного топлива Покупателю является момент, когда Бункерное топливо пересекает фланцевое соединение танкера-бункеровщика, т.е. с момента перехода Бункерного топлива из соединительных шлангов танкера-бункеровщика в судовые емкости на борту судна-получателя/либо в береговые емкости. Доказательством исполнения обязанности Поставщика по передаче Бункерного топлива Покупателю является подписанная сторонами Бункерная расписка (акт приема-передачи/коносамент/погрузочный ордер или иной аналогичный документ). Указанные документы должны быть подписаны, либо уполномоченными представителями Поставщика и Покупателя, либо

представителями судна бункеровщика и бункеруемого судна, и заверены печатью компании или судовой печатью.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

3.1. Количество принятых нефтепродуктов определяется по замерам танкера-бункеровщика. Для определения количества и качества отгруженного на судно-получатель Товара Покупатель имеет право привлечь в качестве независимого эксперта сюрвейерскую организацию, кандидатура которой должна быть согласована между Поставщиком и Покупателем не менее, чем за 2 (две) суток до подхода танкера-бункеровщика к месту отгрузки. При определении количества (массы) Товара сюрвейерской организацией используется согласованный Сторонами способ в виде замеров судовых резервуаров танкера-бункеровщика, а результаты таких замеров являются окончательными и обязательными для обеих Сторон (за исключением случаев фальсификации или очевидной ошибки). Расходы по оплате услуг сюрвейерской организации несет Покупатель, если иное не предусмотрено письменной договоренностью сторон.

Экспертиза по качеству производится согласованной Сторонами независимой сертифицированной экспертной лабораторией.

3.2. В процессе бункеровки и в присутствии представителей Поставщика и Покупателя происходит отбор представительских проб нефтепродуктов. Отбор проб осуществляется на фланце танкера-бункеровщика. Четыре образца разливаются в согласованную сторонами тару, надежно запечатываются, снабжаются этикетками с указанием номера, названием судна, наименованием танкера-бункеровщика, марки нефтепродуктов, количества поставки, даты поставки, места поставки, места отбора пробы, заверяются печатями судна и танкера-бункеровщика, и подписываются представителями обеих сторон.

3.3. Две пробы, одна из которых отбирается в целях соблюдения правил №6 МАРПОЛ 73/78, передаются на судно-получатель, оставшиеся две пробы, одна из которых является арбитражной, остаются на танкере-бункеровщике. С целью передачи на анализ в сертифицированную лабораторию и по предварительному согласованию сторон возможен отбор дополнительной пробы.

Номера всех отобранных проб указываются в бункерной расписке.

3.4. В случае обнаружения несоответствия по качеству и/или количеству поставляемых нефтепродуктов Покупатель информирует об этом Поставщика не позднее 3 (трех) рабочих дней. Претензии по качеству/количеству нефтепродуктов заявляются Покупателем в течение 30 дней с момента поставки нефтепродуктов в соответствии с п. 2.6. настоящего Договора, в письменном виде после возникновения обстоятельств, дающих повод к выставлению претензии. По истечении тридцатидневного срока претензии Поставщиком не принимаются и не удовлетворяются. Срок хранения проб – 30 дней, а в случае возникновения претензии – до рассмотрения спора, по существу.

4. ЦЕНА ПРОДУКЦИИ И ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

4.1. Цена поставляемого Товара и условия оплаты по каждой поставке устанавливаются Сторонами в согласованных Приложениях к настоящему Договору.

4.2. Обязательства Покупателя по оплате считаются надлежащим образом исполненными с момента поступления денежных средств на расчетный счет Поставщика.

4.3. Ежемесячно, не позднее 15-го числа месяца следующего за месяцем поставки, Стороны вправе производить сверку взаиморасчетов за поставленное Бункерное топливо по состоянию на последний день отчетного месяца, что подтверждается соответствующим Актом сверки взаиморасчетов. В случае если стороны подписали акт сверки взаиморасчетов, то он является неотъемлемой частью настоящего договора. Покупатель обязан направить Поставщику, подписанные со своей стороны Акты сверки взаиморасчетов в течение 2 (двух) дней с даты получения.

4.4. В случае, если Товар поставляется Покупателю на условиях предоплаты, Поставщик вправе, при не поступлении предоплаты и/или поступления в меньшем размере, поставку не производить, при этом возможные убытки Покупателя Поставщиком не возмещаются.

4.5. С момента наступления срока оплаты, указанного в Приложениях к настоящему Договору, Товар считается поставленным на условиях коммерческого кредита согласно ст. 823 ГК РФ, при этом Поставщик вправе предъявить к Покупателю требование об уплате процентов по коммерческому кредиту на сумму задолженности, включая НДС, из расчета 13 % (тринадцать процентов) годовых за период: с момента наступления срока оплаты до момента фактического поступления денежных средств.

4.6. Стороны согласовали не применять, в процессе исполнения Договора ст. 317.1. ГК РФ.

4.7. Если иное не согласовано в соответствующем Приложении к настоящему Договору, оплата стоимости партии Товара производится на условиях 100 % предварительной оплаты в установленном настоящим пунктом Договора порядке. Поставщик выставляет Покупателю счет на предварительную оплату стоимости партии Товара в течение 3 (трех) рабочих дней с даты подписания Сторонами соответствующего Приложения к настоящему Договору. Указанный счет на предварительную оплату Покупатель обязан оплатить в течение 3 (трех) банковских дней с даты его выставления Поставщиком, в противном случае

Поставщик оставляет за собой право производить отгрузку Товара по ценам, установленным Поставщиком на дату фактического осуществления платежа, с соответствующим пересчетом количества отгружаемого Покупателем Товара.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. Стороны несут ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору, в соответствии с действующим законодательством РФ и настоящим Договором.

5.2. В случае просрочки Покупателем оплаты Поставщик вправе приостановить исполнение настоящего Договора до момента погашения задолженности. В случае несвоевременной оплаты за поставленный Товар, Поставщик имеет право взыскать с Покупателя пени в размере 0,1 % от неоплаченных сумм за каждый день просрочки оплаты, а также возмещения причиненных убытков.

5.3. Уплата неустойки (пени, штрафа и т.п.) не освобождает Сторону от надлежащего исполнения своих обязательств или устранения нарушений, а также от возмещения причиненных убытков в их полном размере.

5.4. В случае если Покупатель в течение 14 (четырнадцати) дней со дня получения от Поставщика ответа об удовлетворении претензии о несоответствии качества Продукции сертификату качества изготовителя не произвел ее возврат Поставщику, то считается что Покупатель принял Продукцию и обязан ее оплатить.

Предъявление Покупателем Поставщику претензий по качеству/количеству Товара не освобождает Покупателя от обязанности оплатить поставленный Товар в сроки, установленные в Приложениях к настоящему Договору.

5.5. За полный и/или частичный необоснованный отказ Покупателя от принятия, согласованной в Приложении к настоящему Договору, партии нефтепродуктов, Покупатель обязан выплатить Поставщику неустойку в размере 5 (пять) % от стоимости партии нефтепродуктов от которой Покупатель отказался.

6. ОБСТОЯТЕЛЬСТВА НЕПРЕОДОЛИМОЙ СИЛЫ

6.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему Договору, если неисполнение явилось следствием наступления обстоятельств непреодолимой силы, которые Стороны не могли предвидеть и предотвратить разумными мерами.

6.2. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения обязательств по настоящему Договору вследствие наступления вышеуказанных обстоятельств, обязана известить в письменной форме другую Сторону без промедления, но в любом случае не позднее 3 (Трех) рабочих дней с момента их возникновения. Извещение должно содержать данные о наступлении и характере обстоятельств и возможных их последствиях. Наступление обстоятельств непреодолимой силы должно быть надлежащим образом документально подтверждено компетентными органами (лицами).

6.3. Неизвещение или несвоевременное извещение другой Стороны Стороной, для которой создалась невозможность исполнения обязательств, вследствие наступления обстоятельств непреодолимой силы, влечет за собой утрату для этой Стороны права ссылаться на такие обстоятельства в качестве оснований, освобождающих ее от ответственности по настоящему Договору.

6.4. Если эти обстоятельства длятся свыше одного месяца, Стороны проведут переговоры с целью достижения приемлемого для обеих Сторон решения.

7. СПОРЫ СТОРОН

7.1. В случае возникновения споров или разногласий Стороны примут все меры к разрешению их путем переговоров. Стороны установили досудебный претензионный порядок обязательным, срок рассмотрения претензии и ответа на нее 10 (десять) дней с момента направления претензии почтой по юридическому адресу Стороны договора.

7.2. В случае не ответа на претензию, либо отрицательного ответа на нее в указанный в п. 7.1. срок, все споры по настоящему Договору передаются на рассмотрение в Арбитражный суд Приморского края.

7.3. Все уведомления, письма, извещения, направляемые Сторонами друг другу, должны быть сделаны в письменной форме и будут считаться поданными надлежащим образом, если они посланы по электронной почте с уведомлением о получении, заказным письмом или доставлены лично по указанным юридическим адресам сторон. При этом стороны обязуются незамедлительно уведомлять друг друга об изменении своих реквизитов.

8. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА

8.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания обеими Сторонами и действует по 31 декабря 2021 года включительно, а в части взаиморасчетов – до полного их выполнения.

8.2. Если за 30 дней до момента истечения срока действия настоящего Договора ни одна из сторон не потребует его расторжения, Договор автоматически продлевается на каждый последующий календарный год.

8.3. Настоящий Договор прекращает свое действие в случаях и порядке, предусмотренных настоящим Договором и (или) законодательством РФ.

9. ПРОЧИЕ УСЛОВИЯ

9.1. Настоящий Договор, все приложения и дополнения к Договору являются конфиденциальными и Стороны не имеют права предоставлять информацию третьей стороне, если это не является обязательным требованием законодательства РФ. Стороны должны соблюдать конфиденциальность о финансовой, коммерческой и прочей информации, полученной от другой Стороны в ходе исполнения настоящего Договора. При нарушении данного условия, виновная Сторона несет ответственность перед другой Стороной в соответствии с нормами действующего законодательства, в том числе в виде полного возмещения причиненных этим убытков.

9.2. Все изменения, дополнения, заявки, приложения к Договору должны быть совершены в письменной форме, подписаны полномочными представителями и заверены печатями Сторон. Все надлежащим образом составленные изменения, приложения и дополнения настоящего Договора, являются его неотъемлемой частью. Стороны обязаны переслать подписанные оригиналы вышеуказанных документов по почте в срок не позднее 3-х рабочих дней с момента получения.

9.3. В случае изменения у какой-либо из Сторон местонахождения, названия, банковских или иных реквизитов, смены руководителя и т.п. она обязана в течение 5 (Пяти) рабочих дней письменно известить об этом другую Сторону.

9.4. Настоящий Договор составлен и подписан в 2-х экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждой Стороны.

9.5. В случае если Приложения будут согласованы условия иные, чем в Договоре, то применяются условия, согласованные в Приложении. Эти условия распространяются только на конкретную поставку согласно Приложению, в котором оговорены условия иные, чем в Договоре.

9.6. Стороны договорились считать документы, оформляемые в рамках настоящего договора, подписанные Сторонами и переданные по факсимильной или электронной связи, имеющими юридическую силу, до замены их на оригиналы. Документы, направленные Поставщиком с электронного адреса office@mailmaz.ru считаются направленными надлежащим образом.

10. РЕКВИЗИТЫ, ПОДПИСИ И ПЕЧАТИ СТОРОН

ПОСТАВЩИК

ООО «Восточная нефтяная группа»
692904, Приморский край, г. Находка ул. Портовая
3А этаж 8 офис 17
тел. +7 (4236) 698941
Эл. почта: vngoffice@mail.ru
ИНН 2508088320/КПП 250801001
р/с 4070281035000019976
в Дальневосточном банке ПАО Сбербанк России г.
Хабаровск
к/с 30101 810 6000 0000 0608
БИК 040813608
ОГРН 1092508000738
Директор


/Филонова А.В./


ПОКУПАТЕЛЬ

ОАО «МАГЭ»
ИНН/КПП 5190100088/519001001
ОКПО 01424469
Р/сч 40702810641020002531 в
Мурманском отделении №8627
ПАО Сбербанк России г. Мурманск
К/сч 30101810300000000615
БИК 044705615
183038, г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, 26
Тел (8152) 45-07-09
Факс (8152) 45-89-97

Заместитель генерального директора –
главный инженер ОАО «МАГЭ»

/Макаров Е.С./
