

А.Д. Дзюбло
И.Г. Агаджанянц
В.Е. Петренко

Геофизические
и инженерно-
геологические
технологии
исследования
на шельфе морей



РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина



Авторы выражают признательность
и благодарность ПАО «Газпром нефть»
за поддержку и участие в издании
настоящего учебного пособия для студентов
ВУЗов нефтегазового профиля

**A.D. Dziublo, I.G. Agadzhanyants,
V.E. Petrenko**

**GEOPHYSICAL
AND ENGINEERING-GEOLOGICAL
RESEARCH TECHNOLOGIES
ON THE OFFSHORE**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2020**

**А.Д. Дзюбло, И.Г. Агаджанянц,
В.Е. Петренко**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ
НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ**

Учебное пособие

*Рекомендовано Ученым советом
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина
в качестве учебного пособия для студентов
образовательных организаций высшего образования,
обучающихся по направлению подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
(уровень магистра)*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2020

УДК 553.83 (26)
ББК 26.2:26.221
Г35

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, зав. кафедрой «Геологии нефти и газа»
Санкт-Петербургского Горного Университета *О.М. Прищепи*;
кандидат геолого-минералогических наук, Главный геолог АО «Дальморнефтегеофизика»
(Российский геологический холдинг АО «Росгеология») *А.В. Савицкий*

Г35 **Геофизические** и инженерно-геологические технологии исследования на шельфе морей: Учебное пособие / А.Д. Дзюбло, И.Г. Агаджанянц, Е.В. Петренко. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 252 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-338-1

Дано назначение и физико-геологические основы методов морской геофизики, включая: сейсморазведку, гравиразведку, магниторазведку и электроразведку. Рассмотрены технологии морских работ, аппаратура и оборудование, методика и техника проведения исследований в условиях мелководного шельфа и на больших глубинах.

Рассмотрены особенности инженерно-геологических изысканий, показаны результаты исследований опасных природных явлений на арктическом шельфе, которые следует учитывать при бурении морских скважин и обустройства шельфовых месторождений углеводородов.

Показано воздействие на окружающую среду геофизических работ и инженерно-геологического бурения. Предложены мероприятия по охране окружающей среды и снижению экологических рисков.

Учебное пособие направлено на подготовку специалистов высшей квалификации по специальности 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» и 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых», магистрантов и бакалавров по направлениям 21.04.01 и 21.03.01 «Нефтегазовое дело», а также переподготовку специалистов нефтегазовой отрасли.

УДК 553.83 (26)
ББК 26.2:26.221

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-91961-338-1

© Коллектив авторов, 2020
© Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020
© Голубев В.С., оформление серии, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
ГЛАВА 1. Морская сейсморазведка	10
1.1. Назначение и физические основы сейсморазведки	10
1.2. Технологии морских сейсморазведочных работ	12
1.3. Системы с донной регистрацией для сейсмического мониторинга 4D	17
1.4. Технология сейсмического комплекса 3D 4C с донными станциями	22
1.5. Технология морских работ с плавающими приёмными устройствами	25
1.6. Источники возбуждения	28
1.7. Сейсмоприемники	31
1.8. Технология проведения морских работ с донными косами	34
1.9. Навигационный комплекс	40
1.10. Обработка данных морской сейсморазведки	43
1.11. Технологии морских сейсморазведочных работ в транзитной зоне	49
1.12. Комплексирование данных глубоководной сейсморазведки 3D и сейсмосъемки в переходной зоне «суша-море» на месторождении Варандей-море	53
1.13. Сейсморазведка в Обской и Тазовской губах Карского моря	63
ГЛАВА 2. Гравиразведка	70
2.1. Физико-геологические основы метода	70
2.2. Методика и техника гравимагнитных наблюдений в море	77
2.3. Обработка гравиразведочных данных	83
2.4. Результаты применения гравиразведки на шельфе Арктики	88
ГЛАВА 3. Магниторазведка	92
3.1. Физико-геологические основы метода	92
3.2. Магнитное поле Земли и элементы магнетизма	93
3.3. Методика морской магниторазведки	96
3.4. Аппаратура и оборудование для выполнения гидромагнитных работ	100
3.5. Обработка данных магниторазведки	101
3.6. Прогноз и выделение перспективных объектов по данным гравимагниторазведки	105
3.6.2. Особенности проявления тектонических элементов месторождений углеводородов района Обской и Тазовской губ в аномалиях потенциальных полей	112

ГЛАВА 4. Аэрогеофизические методы	125
4.1. Аппаратура для аэромагнитных съемок	127
4.2. Изучение геологического строения кристаллического фундамента	130
4.3. Изучение геологического строения осадочного чехла	136
ГЛАВА 5. Морская электроразведка	138
5.1. Физическо-геологические основы метода	138
5.2. Методы электроразведки	143
5.3. Особенности выполнения полевых работ ДНМЭ	146
5.4. Методика и техника проведения полевых работ ДНМЭ	149
ГЛАВА 6. Инженерно-геологические технологии и исследования	159
6.1. Бурение инженерно-геологических скважин	160
6.2. Полевые и лабораторные работы	167
6.3. Инженерно-геофизические изыскания	177
6.4. Комплексное выполнение инженерно-геофизических работ	189
6.5. Контроль качества получаемых инженерно-геофизических материалов	191
6.6. Исследования опасных природных явлений на арктическом шельфе инженерно-геологическими методами	196
6.7. Особенности инженерно-геологических условий обустройства акваториальной части месторождения Крузенштернскоев Карском море	207
ГЛАВА 7. Экологическое обеспечение поисково-разведочных работ	220
7.1. Мероприятия по охране окружающей среды	227
7.2. Меры снижения воздействия	236
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	243
РУКОВОДЯЩИЕ ДОКУМЕНТЫ ПРИ ВЕДЕНИИ МОРСКИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ:	247
ОБ АВТОРАХ	248

ВВЕДЕНИЕ

По прогнозным оценкам, в пределах континентального шельфа России начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов (НСР УВ) составляют около 100 млрд. тонн условного топлива. Основная часть НСР УВ шельфа представлена ресурсами свободного газа – порядка 76 трлн. м³.

По оценкам специалистов, около 85% начальных суммарных ресурсов углеводородов приходится на моря Западной Арктики – Баренцево, Печорское и Карское, которым принадлежит ведущее место по нефтегазовому потенциалу арктического шельфа.

В структуре суммарных извлекаемых ресурсов углеводородов шельфа Арктической зоны РФ нефть составляет 13016 млн т, свободный газ – 95118 млрд м³, конденсат – 4504 млн т. Распределены нефтегазовые ресурсы по шельфу весьма неравномерно. В основном, это западные арктические моря.

Недра континентального шельфа арктических морей России представляют собой реальный и значительный резерв для выявления и освоения газовых месторождений. Неразведанный потенциал углеводородов арктической зоны на шельфе России (Печорское, Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря) составляет 91 %. Начальные извлекаемые разведанные в регионе запасы газа на шельфе насчитывают порядка 10,1 млрд м³.

В российской зоне шельфа Арктики открыто 21 морское и 14 транзитных месторождений нефти и газа. На Приразломном месторождении в Печорском море несколько лет ведется промышленная добыча нефти, которая уже составила свыше 10 млн т. Геологоразведочные работы ведутся компаниями ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть»» и ПАО «Новатэк». Товарная добыча газа и газового конденсата началась в 2003 г. на Юрхаровском месторождении в Тазовской губе.

Важным проектом освоения газовых ресурсов Арктики является «Ямал-СПГ», ресурсной базой которого служит Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на берегу Обской губы. Доказанные и вероятные запасы месторождения по международной классификации PRMS оцениваются в 926 млрд м³ газа и 30 млн т жидких углеводородов.

По различным оценкам, газовый потенциал недр бассейнов арктического сектора составляет 92–100 трлн м³. Газовые ресурсы недр Баренцева моря приурочены к отложениям нижней-средней юры и триаса, Карского – к отложениям нижнего мела, сеномана и верхних горизонтов средней юры по периферии.

В акватории Обской и Тазовской губ Карского моря, в отложениях сеномана и альб-апта открыты крупные месторождения газа Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Северо-Обское и другие с запасами свыше 2 трлн м³.

В Карском море в 2014 г. НК «Роснефть» в результате бурения скважины Университетская-1 открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение Победа. По официальной оценке, запасы месторождения по категориям С1+С2 составляют 130,0 млн т нефти и 395,6 млрд м³ газа. Запасы газа выявлены в меловых отложениях, запасы нефти – в юрских отложениях.

На Западно-Ямальском шельфе Карского моря в последние годы ПАО «Газпром» открыты крупные газоконденсатные месторождения: им. Динкова, Нярмейское и Скуратовское в меловых отложениях сеномана и альб-апта.

На шельфе восточных арктических морей – Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского – бурения скважин на акватории не было, ведутся только сейсморазведочные работы. В 2017 г. НК «Роснефть» пробурила с берега наклонно-направленную скважину на структуре «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке в море Лаптевых. В результате бурения открыто крупное нефтяное месторождение.

Геолого-геофизическая изученность недр дальневосточного шельфа в акваториях Охотского, Берингова и Японского морей в настоящее время неравнозначна (табл. 1). Основные результаты морских нефтегазопроисловых работ достигнуты в Охотском море, где состоялись открытия крупных нефтегазоконденсатных месторождений (как в советский период, так и в последние годы). Поиск-разведочными работами доказана промышленная нефтегазоносность средне-верхнемиоценового, нижне-среднемиоценового и верхнеолигоценного комплексов [18].

На шельфе северо-восточного Сахалина открыты крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения: Одопту, Чайво, Пильгун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Лунское, Южно-Киринское, а также ряд средних по запасам углеводородов, например, Южно-Лунское, Мынгинское, Нептун и Тритон.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) дальневосточных акваторий (Охотское, Берингово, Японское моря и Тихий океан) в пределах континентального шельфа РФ, по последним оценкам, составляют 10800 млн т условного топлива (у.т.), в том числе, млн т.у.т.: НСР Охотского моря – примерно 9300, НСР Берингова моря

Таблица 1. – Изученность акваторий дальневосточных морей РФ
(по состоянию на 01.01.2015)

Море	Площадь акватории, тыс. км ² , общая	Сейсморазведка 2D		Бурение, кол-во скважин
		Объем, тыс. пог. км.	Плотность, км/км ²	
Берингово (+ притихоокеанский сектор)	776,7	91,23	0,12	5
Охотское	1603	390,66	0,24	102
Японское	240	52,71	0,22	12

ГЛАВА 1. Морская сейсморазведка

1.1. Назначение и физические основы сейсморазведки

Сейсмическая разведка — ведущий полевой геофизический метод. Он позволяет решать разнообразные геологические задачи с наибольшей детальностью и точностью по сравнению с любым другим полевым геофизическим методом.

Данные сейсморазведки позволяют решать задачи:

- поиска нефти и газа (возможных скоплений УВ);
- поиска твердых полезных ископаемых.

Сейсморазведка условно различается:

- по стадиям процесса: региональная, поисковая и детальная;
- по задачам: глубинная, структурная (нефтегазовая) и инженерная;
- по условиям работ: наземная, морская, скважинная.
- по размерности: 1D (в скважине), 2D (линейный профиль) и 3D (на площади), 4D (3D во времени);
- по типу источника: взрывная, вибрационная и невзрывная импульсная.

Сущность сейсморазведки состоит в том, что вблизи земной поверхности при помощи взрывов или невзрывных источников искусственно возбуждают поле упругих сейсмических волн. Используют также естественное поле Земли, возникающее вследствие землетрясений.

Распространяясь в Земле по всевозможным направлениям на границах сред с различными физическими свойствами, отраженные и головные (переломленные) волны регистрируются с помощью специальной высокочувствительной аппаратуры вблизи поверхности земли или во внутренних точках среды.

Время прихода отраженных и головных волн зависит от глубины залегания границ, на которых они образовались, и скорости распространения упругих колебаний в горных породах. Эта зависимость позволяет применять сейсморазведку для изучения структурных особенностей геологических разрезов (картирования антиклинальных складок, выявления тектонических нарушений и т.п.) [33].

При решении структурной задачи на полученных сейсмических записях прослеживают волны от реперных горизонтов — и определяют времена их регистрации. Для этого достаточно добиться лишь необходимого усиления слабых полезных волн и ослабления волн-помех. Изменения их интенсивностей (истинных амплитуд) и формы колебаний преднамеренно устраняют с целью улучшения визуальной выразительности получаемых сейсмических записей.

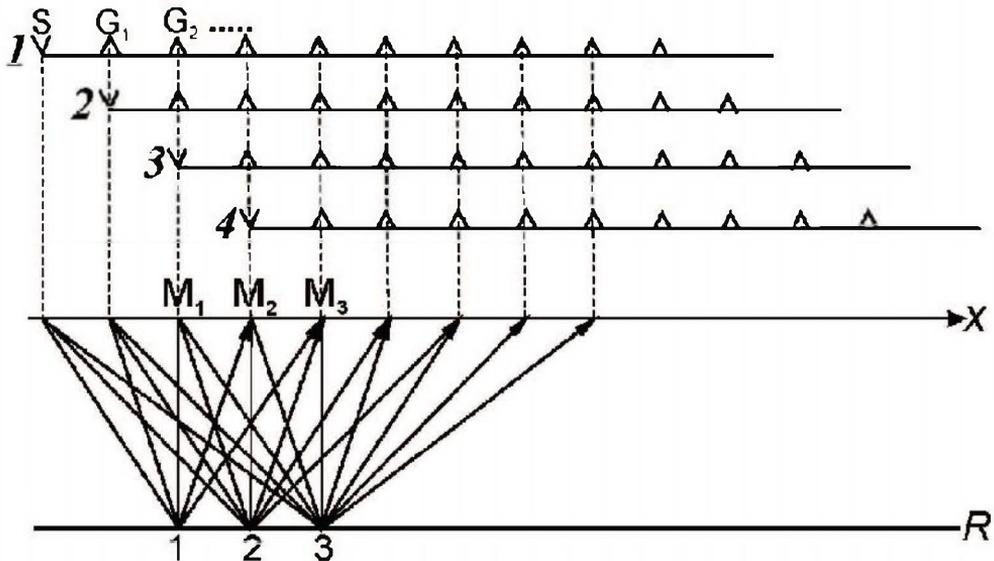


Рис. 1.1 – Принципиальная схема метода общей глубинной точки (МОВ ОГТ)
 1–4 – последовательные положения перемещающихся вдоль профиля X расстановок,
 соответствующих сейсмограммам ОПВ

В настоящее время установлена высокая геологическая информативность динамических параметров волн (истинных амплитуд, частот и др.). По этой информации можно выявлять литологические изменения изучаемых разрезов, определять границы «пласт-коллектор», устанавливать изменения типа флюида (вода, нефть, газ и др.).

Наиболее широкое применение сейсморазведка находит при поисках и разведке месторождений нефти и газа, так как позволяет резко сократить объем глубокого разведочного бурения.

Сейсмическая разведка использует продольные волны, поперечные и обменные волны. Самый распространенный метод сейсморазведки – метод отраженных волн (МОВ), а также и его модификация – метод общей глубинной точки (МОВ ОГТ) [7, 12].

Принцип формирования сейсмограмм ОГТ из сейсмограмм ОПВ (общий пункт взрыва) показан на рисунке 1.1.

Глубина проникновения зависит от физико-механических характеристик пород и от частоты возмущенной волны. Чем меньше частота, тем на большую глубину проникает сейсмическая волна. На пути своего движения сейсмическая волна встречает различные среды, породы, геологические элементы, обладающие различными физико-механическими характеристиками, строением, анизотропными или изотропными свойствами. На каждой границе таких элементов происходит частичное отражение и преломление волн. Отраженные волны возвращаются к

поверхности, а преломленные – продолжают погружение до точки полного рассеивания или отражения от следующей границы слоев.

Морская сейсморазведка по своим физико-геологическим основам не отличается от наземной. Современная техника морской сейсморазведки позволяет проводить исследования практически на любых глубинах шельфовой зоны.

1.2. Технологии морских сейсморазведочных работ

Морские сейсморазведочные работы с целью изучения геологического строения акватории и выявления благоприятных структур для формирования в них залежей нефти и газа в большом объеме проводятся специализированными научно-исследовательскими судами (НИС) (рис. 1.2, 1.3). В настоящее время такими специализированными судами обладают российские предприятия, такие крупные, как «Севморнефтегеофизика», «Дальморнефтегеофизика», «Южморгеология», входящие в состав государственного холдинга «Росгеология», а также «МАГЭ», «Совкомфлот». НИС этих предприятий оборудованы современными геофизическими навигационными комплексами, которые позволяют проводить геофизические работы различными методами.

Методологически морские сейсморазведочные работы проводятся в модификациях 2D и 3D и сейсмического мониторинга 4D.

Сейсморазведочные исследования 2D проводятся при региональных (рис. 1.4) поисково-оценочных и детальных работах с целью изучения региональных осо-



Рис. 1.2 – НИС «Академик Примаков» используется при производстве работ 3D. АО «Росгеология» / (СМНГ)



Рис. 1.3 – НИС «Вячеслав Тихонов» используется при производстве работ 3D «Совкомфлот»

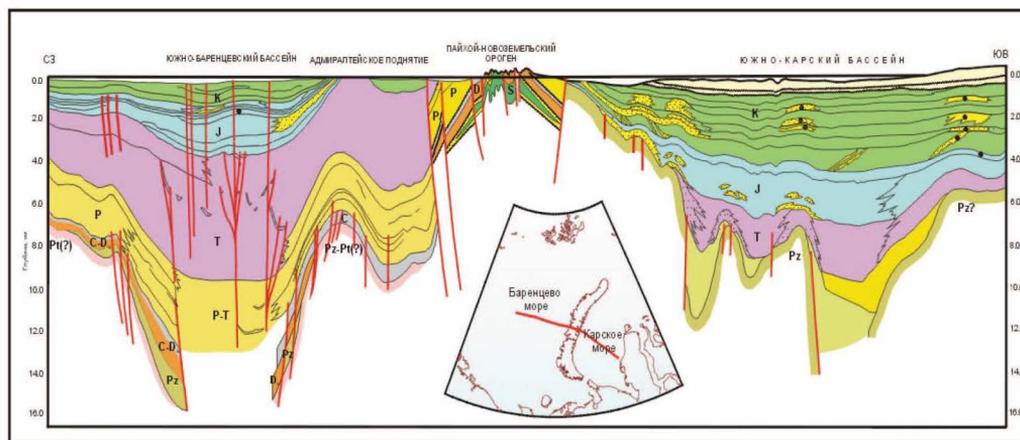


Рис. 1.4 – Региональный сейсмогеологический разрез (Баренцевский и Карский бассейны). «Севморнефтегеофизика»

бенностей геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и подготовки выявленных структур к глубокому бурению (рис. 1.5).

Сейсморазведочные работы 3D проводятся с целью детального изучения геологического строения продуктивных горизонтов, создания геологической модели

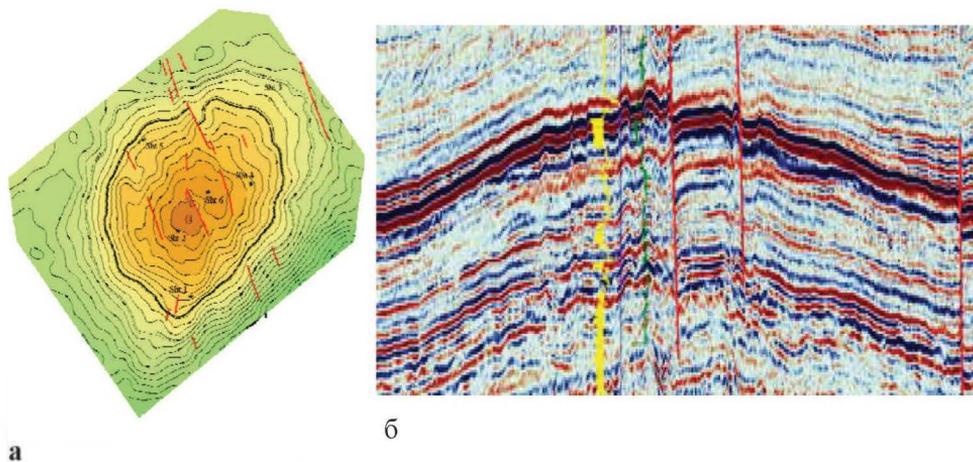


Рис. 1.5 – Результаты работ 2D на Штокмановском газоконденсатном месторождении:
а – структурная карта, *б* – временной разрез

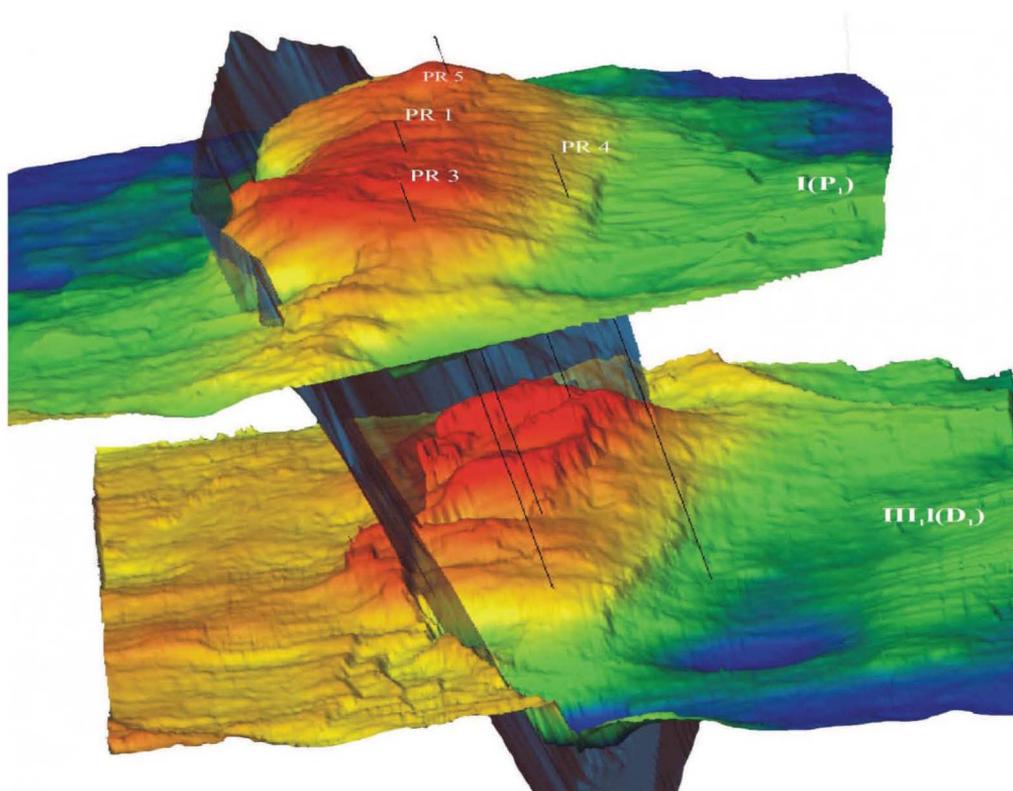


Рис. 1.6 – Сейсмогеологическая модель Приразломного месторождения нефти в Печорском море по результатам 3D

месторождения и подготовки точек заложения к бурению поисково-оценочных и эксплуатационных скважин (рис. 1.6).

Технологически работы проводятся в двух модификациях: с плавающими (глубина моря до 15 м) и донными приемными устройствами (от 15 до 0 м).

При освоении морских месторождений, в процессе их эксплуатации, также используется сейсмический мониторинг 4D. Морская съемка 4D проводится в виде повторяющихся во времени сейсмических работ с плавающими косами или донными приемными устройствами.

Сейсмический мониторинг в этом случае сводится к тому, что на месторождении периодически проводится сейсмическая съемка 3D, по результатам которой наблюдают движение водонефтяного контакта – и степень выработанности различных частей залежи.

Эффект основан на том, что замещение нефти водой меняет отражающие способности толщи, что сказывается, прежде всего, на амплитудах отраженных волн. При длительных перерывах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида (Ампиров Ю.П.) [2].

Современные сейсморазведочные суда например, Ramform Titan (PGS) с 24 косами длиной до 12 км каждая, способны работать с высочайшей производительностью – до 4 тысяч квадратных километров 3D в месяц (рис. 1.7, 1.8).



Рис. 1.7 – Производство морских сейсморазведочных работ 3D с 12-ю косами. Ramform Titan (PGS)

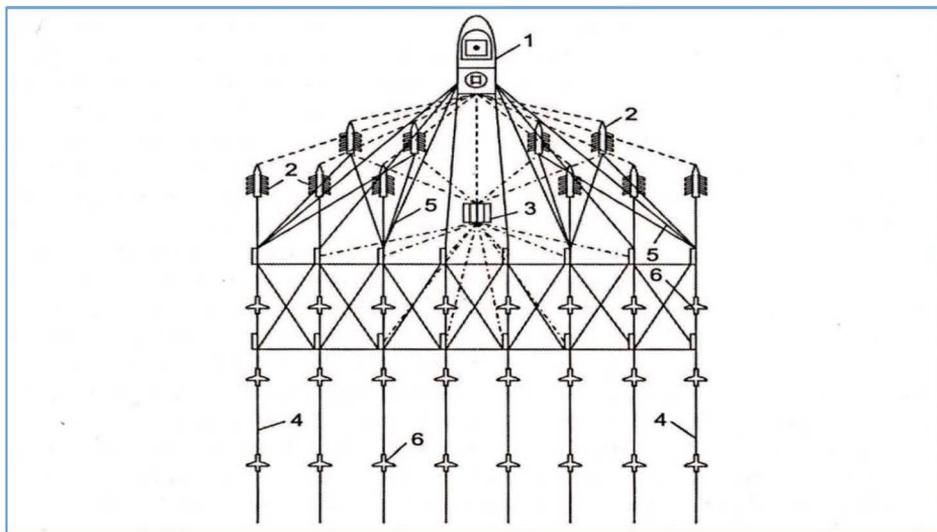


Рис. 1.8 – Схема буксировки базы наблюдений при морской 3D сейсморазведке:
 1 – судно; 2 – параван; 3 – сейсмический источник; 4 – буксируемая коса;
 5 – буксировочные тросы; 6 – стабилизатор глубины

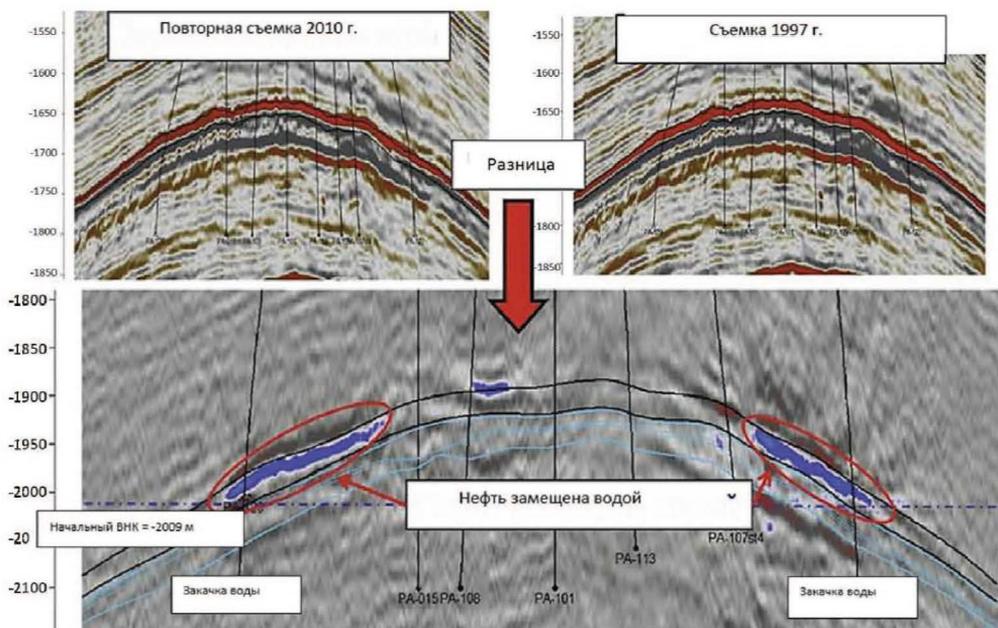


Рис. 1.9 – Сопоставление результатов сейсморазведки 4D на Пильтун-Астохстком месторождении в 1997 и 2010 годах

За рубежом такие работы выполнены на многих морских месторождениях, а в России только на шельфе Сахалина. Компания PGS по заказу «Сахалин Энерджи» на Пильгун-Астохском месторождении выполнила съемку 4D с интервалом в 13 лет: в 1997 и 2010 году, а позже и на Лунском месторождении. На рисунке 1.9 приведен пример сопоставления результатов исследований, на которых отчетливо видно изменение волновой картины двух съемок. Это связано с закачкой воды в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления при вытеснении нефти водой.

Полученные результаты интерпретации данных Астохского участка позволили уточнить положение фронтов заводнения, выявить участки, не охваченные разработкой – и тем самым определить цели для последующего уплотняющего бурения, а также оптимизировать заводнение. По Пильгунскому участку информация 4D позволила обосновать текущую динамическую модель, определить барьеры (структурные или литологические) и зоны с различными коллекторскими свойствами [3].

В результате проведенной сейсмической съемки 4D на Лунском месторождении зарегистрированы изменения, связанные с добычей газа, влияющие на планирование скважин с большим отходом; оценен подъем газовой контакта, подтверждена гидродинамическая связь между отдельными блоками месторождения. Выявлены признаки дифференциального истощения через разные по проницаемости пласты в газовой залежи.

1.3. Системы с донной регистрацией для сейсмического мониторинга 4D

В некоторых случаях для целей мониторинга более целесообразно использовать донные системы регистрации. Имеются положительные примеры таких работ в мировой практике (месторождения Draugen, Gullfaks, Ekofisk, Halfdan и др.). Один из наиболее длительных проектов по времени наблюдений – месторождение Валхал в Северном море, разрабатываемое компанией BP. В 2003 г. было принято решение начать сейсмические работы 4D на дне было размещено 125 км кабелей с 2304 группами 4-х компонентных приборов – и начались планомерные сейсмические съемки с частотой 1 раз в полгода.

Главный принцип индикации изменений – вычитание результатов первой съемки из каждой последующей. При этом внедрение воды в пласт наблюдается относительно уверенно, что позволяет корректировать бурение нагнетательных и эксплуатационных скважин. В результате применения технологии донной съемки 4D на месторождении была оптимизирована программа бурения нагнетательных и добывающих скважин, повышены темпы добычи углеводородов.

Первоначально донные сейсмические инструменты – 1С донные косы – появились как техническое средство в тех случаях, когда использование плавающей косы было невозможно, в первую очередь, в транзитных зонах.

Появление 2-х, затем 4-хкомпонентных донных кос, а в особенности автономных донных сейсмических станций, позволяющих регистрировать все многообразие сейсмических волн, привело к развитию донной сейсмики. Как следует из данных, представленных на рисунке 1.10, донная сейсмика за 10 лет выросла почти в 10 раз [А.В. Тулупов].

К настоящему времени донная сейсмика заняла более 10% от общего объема сейсмических работ – и, по прогнозам специалистов Shell, в течение следующего десятилетия продолжит активно вытеснять традиционные сейсмические работы с буксируемыми стримерами, достигнув доли в 50% от суммарных объемов [29].

В 2013–2014 годах все сейсмические работы, выполненные в интересах Shell в Мексиканском заливе, были проведены только с донными регистраторами. В сегменте донных сейсмических исследований концепция «node-on-a-gore» – станции на веревке, раскладываемые на дне плотными гирляндами – быстро вытесняет донные косы. Такая технология производственных работ на 30-40% дешевле и производительнее, чем с донными косами, обладает большой гибкостью, возможностью реализовывать практически любые дизайны проектов.

При этом, благодаря лучшему каплингу, качество сейсмического полевого материалов оказывается заметно выше, а технические модульные контейнерные ре-

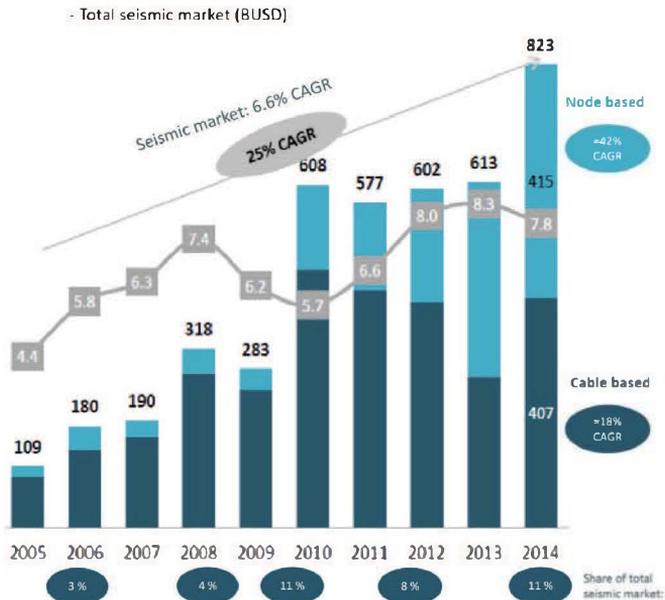


Рис. 1.10 – Экономические показатели развития рынка донной сейсмики [29]

шения сделали комплексы донных станций мобильными, сократив время мобилизации/демобилизации. В системах мониторинга действующих месторождений по этим же качествам стала лидировать концепция донных станций с длительной автономностью (90 суток), расставляемых телеуправляемым подводным аппаратом. Станции выставляются с определенной периодичностью, причем использование телеуправляемого аппарата позволяет ставить станции с точностью менее 1 метра.

В ряде случаев использование многокомпонентной донной сейсмики является востребованным:

- для исследования мелководных и транзитных зон, а также многочисленных внутренних прибрежных водоемов;
- площадные многокомпонентные донные сейсмические исследования для определения места закладки морских скважин — особенно в условиях наличия газовых струй и карманов в верхней части разреза;
- с целью выполнения мониторинга на эксплуатируемых морских месторождениях.

Применение данной технологии может повысить эффективность в освоении российского арктического шельфа.

К настоящему моменту за рубежом разработано несколько различных модификаций 4-хкомпонентных донных сейсмических станций, широко используемых в производственных работах. Это Z-100, Z-700, Z-3000 компании Fairfield Nodal (США), Case Abyss, Trilobite, Magna компании Seabed Geosolutions (Франция — Нидерланды), OBX компании Geospace Technologies (США), MASS компании Magseis (Норвегия), iA (VENATOR) компании inApril (Норвегия).

Несмотря на различные технические решения, по набору основных параметров эти модификации близки друг к другу и отвечают современному уровню исследования. Подавляющее большинство комплексов сейсмических станций реализованы в виде мобильных контейнерных решений — и не привязаны к использованию специализированных судов. Для выполнения масштабных полевых работ в минимальном варианте требуется комплекс от 1000 станций, оптимальным количеством на сегодня являются 2000 — 4000 станций.

В России разработана современная автономная донная станция «Turtle», которая при проведении апгрейда может достичь уровня Z-700 или OBX.

Существенно важно, что станции не используются как единичный исследовательский инструмент, а реализованы в виде компьютеризованного комплекса на базе стандартного морского контейнера (рис. 1.11), где одновременно происходит подзарядка и считывание информации перед очередной постановкой.

Донные оптоволоконные системы для сейсмического мониторинга 4D

Периодическое повторение полноценной съемки 3D является довольно дорогим мероприятием и в донном варианте, хотя в примере с месторождением



Рис. 1.11 – Комплекс сейсмических донных станций «Turtle» на базе компьютеризованного контейнера

Валхал приемные устройства могут находиться на дне почти постоянно. Проблемы в таких случаях возникают с извлечением информации, долговечностью регистрирующих систем с электрическими соединениями в соленой воде под давлением.

Для мониторинга месторождений в компании PGS разработана специальная система на основе оптоволоконных технологий – OPTOSEIS™. Специальные многокомпонентные датчики размещаются на дне и могут оставаться там на весь период эксплуатации месторождения (рис. 1.12). Отсутствие каких-либо электрических соединений в подводной части делает систему надежной и долговечной, а стабильные условия регистрации позволяют уловить слабые сигналы, связанные с изменениями в залежи. Сбор информации может осуществляться на эксплуатационной платформе.

Периодичность съемки – в данном случае различная, поскольку для ее проведения требуется лишь небольшое судно-источник, затраты на эксплуатацию которого невелики. Кроме этого, нет никаких ограничений для регистрации так называемой «пассивной сеймики», как в случае применения отечественных технологий типа «Анчар».

Элементом системы является 4-хкомпонентный сейсмоприемник, содержащий 3 датчика смещения – акселерометра – и один приемник давления (рис. 1.13). Та-

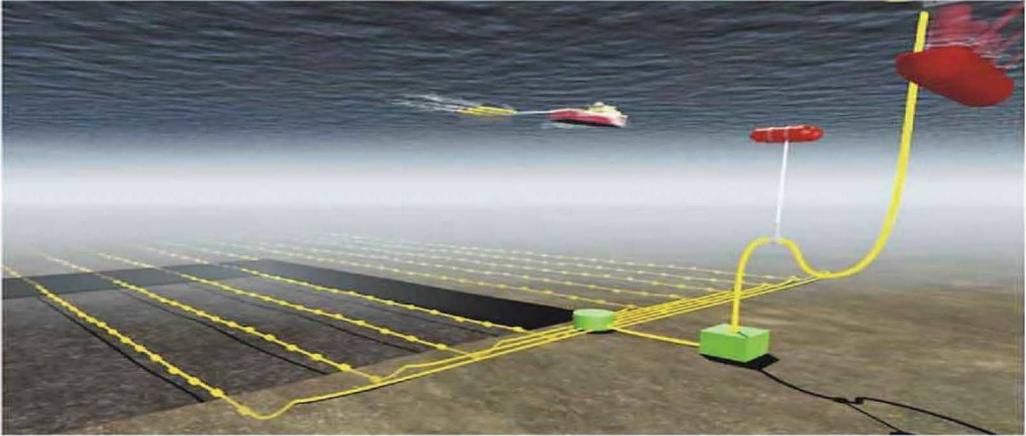


Рис. 1.12 – Схема расположения на дне постоянно действующей регистрирующей оптоволоконной системы

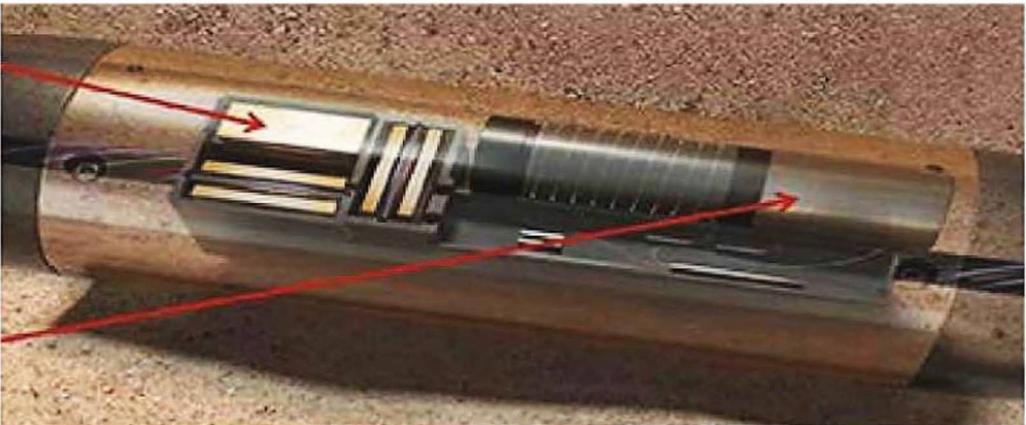


Рис. 1.13 – Схема расположения датчика внутри прибора: акселерометры X, Y, Z (слева) и датчик давления (гидрофон) – справа

ких датчиков, соединенных оптоволоконными кабелями, на месторождении может быть несколько тысяч.

Технические особенности оборудования следующие.

1. Акселерометр:

- Отличная устойчивость.
- Небольшой размер.
- Низкая чувствительность по поперечной оси.
- Конструкция с компенсатором давления для глубоководных условий.

2. Гидрофон:

- Проверенная на практике конструкция.
- Широкий динамический диапазон.
- Отсутствие искажений.
- Глубоководный.

Данные приемные устройства сертифицированы компанией DNV на срок службы до 20 лет при глубине воды до 3000 м. Их амплитудно-частотные характеристики заметно превосходят традиционные. Имеется первый положительный опыт производственного применения оптоволоконной системы на месторождении Джубарте, расположенном на восточном шельфе Бразилии при глубине воды 1700 м. Ранее опытная эксплуатация системы проводилась в Северном море.

По мнению Ю.А. Ампилова, из возможных модификаций сейсморазведки 4D наиболее информативен вариант с установкой донных оптоволоконных систем с 4-хкомпонентными датчиками на весь период разработки месторождения.

1.4. Технология сейсмического комплекса 3D 4C с донными станциями

В последнее десятилетие услуги по сейсморазведочным работам с применением донных регистрирующих устройств осуществляются с применением новых технологий в, частности технологии – 3D 4C. В России эта технология использовалась только с применением иностранного оборудования, произведенного в США и Норвегии.

В рамках Государственной программы Российской Федерации «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2013–2030 годы» в области сейсморазведки реализована опытно-конструкторская работа «Сейсмотомография» – проект «КРАБ». Проект включал создание и испытание современного комплекса с автономными донными станциями для регистрации сейсмических данных МОГТ-3D по четырем компонентам (3 геофона и 1 гидрофон) и контейнер-лабораторию с программно-аппаратным комплексом для считывания и обработки информации на уровне мировых аналогов.

Физическая основа технологии 3D 4C составляет регистрацию как отраженных, так и обменных волн, что позволяет более полно решать геологические задачи. В таблицах 1.2 и 1.3 приведены основные характеристики комплекса «КРАБ».

Комплекс «КРАБ» оснащен собственной вычислительной системой, разработанной для набортного тестирования и контроля качества полевого материала, что позволяет контролировать состояние оборудования и анализировать полученные результаты.

Донные станции российской разработки хорошо показали себя в период опытно-исследовательских испытаний на участках «Газпром нефть шельф» в 2017–2018 гг., и впоследствии были доведены до промышленного образца с требуемы-

Таблица 1.2. Основные технические характеристики комплекса «КРАБ»

Наименование	Спецификация
АЦП	24 Бита
Период квантования	0,25, 0,5, 1, 2,4 мс
Коэффициенты усиления	1, 2, 4, 8, 16, 32, 64
Чувствительность геофона	21,6 В/ м/с
Чувствительность гидрофона	25 В/Бар
Объем памяти	128 Гб
Амплитудная неидентичность между сейсмическими каналами	менее 0,5%
Подавление синфазного сигнала	более 80 дБ
Диапазон уровня собственных шумов, приведенных ко входу (в зависимости от диапазона регистрируемых частот и коэффициента усиления)	от 0,08 до 3 мкВ
Динамический диапазон (в полосе 10–100 Гц) (при коэффициенте усиления 0 Дб)	126 Дб
Автономность по питанию	≥45 суток
Датчик определения положения точность:	
Азимут (на широтах ±50° от Экватора)	±5°
Крен/ дифферент	±2°
Полный заряд (t=+15...+45°С)	24 часа
Интерфейс	Ethernet
Диапазон рабочих температур	-10°С ...+50°С

Таблица 1.3. Классификация регистрирующего оборудования 1С – 4С

Количество компонент регистрации	Тип сейсмической съемки	Источник	Приемник	Типы волн, используемые в обработке и интерпретации (с учетом анизотропии среды)
1С	Суша, шельф (транзитная зона), скважина	Z, A	Z, H	P-P
2С	Суша, шельф (транзитная зона), скважина	Z, A (пневматический источник)	Z-H	P-P
3С	Суша, скважина	Z	X, Y, Z	P-P, P-SV1, P-SV2
4С	Шельф (транзитная зона)	Z, A (пневматический источник)	X, Y, Z, H	P-P, P-SV, P-SV1, P-SV2

ми характеристиками. В 2019 г. сейсморазведочные работы 3D 4C выполнены на месторождении «Нептун» на Аяшском лицензионном участке в Охотском море в объеме 515 км².

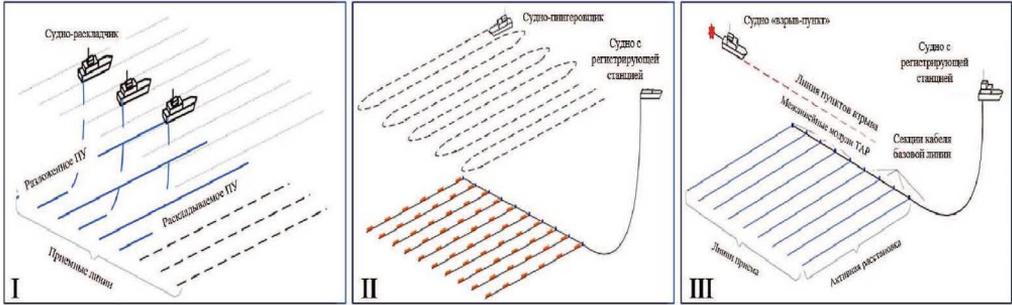


Рис. 1.14. Технология проведения полевых работ 3D 4С на Аяшском участке в Охотском море

- I – Раскладка приемного оборудования с борта судна-раскладчика;
 II – Контроль позиционирования разложенного приемного устройства;
 III – Отстрел линий пунктов взрыва с регистрацией сейсмических данных.*

Технология 3D 4С позволяет решить следующие геологические задачи:

- Выявить структурные неопределенности в зоне газовой «тени»;
- Уточнить геологическое строение пластов;
- Уточнить прогноз зон развития коллекторов.

Примером применения метода может служить опытно-производственные работы, выполненные на Аяшском месторождении Охотского моря.

Этапы выполнения работ:

1. Получение разрешительной документации;
2. Мобилизация;
3. Выполнение полевых работ;
4. Демобилизация;
5. Экспертиза и приемка полевых данных.

Параметры съемки 3D:

- Интервал линии пункта приема – 300 м;
- Шаг пункта приема – 300 м;
- Интервал линии пункта взрыва – 50 м;
- Шаг пункта взрыва – 50 м;
- Размер бина – 25х25 м;
- Количество линий пункта взрыва в активной расстановке – 6;
- Количество линий пункта приема в активной расстановке – 30;
- Перемещение (crossline) – 1/300 м;
- Кратность – 225.

Ход выполнения полевых работ показан на рисунке 1.14.

Комплекс сейсморазведочных работ 3D 4С с применением донных сейсмических станций «КРАБ» по указанной методике показал высокую эффективность.

1.5. Технология морских работ с плавающими приёмными устройствами

Вывод судна на линию профиля осуществляется на расстоянии 0,5 длины сейсмокосы до начала проектных координат профиля – для стабилизации сейсмокосы по длине («вытяжка»), а также с целью выполнения тестовых замеров уровня шумов сейсмокосы, «мягкого» старта и настройки работы пневматических источников (рис. 1.15).

На профиле судно удерживается на курсе в ± 50 метровом коридоре от плановой линии профиля – и по возможности ближе к проектной линии. В отдельных случаях допускается выход за пределы 50-метрового коридора, что всегда фиксируется в журналах производства работ.

За 20 минут до начала работ на профиле начинается «безопасный старт» пневматического источника (ПИ). Вначале включается по одному пневмоисточнику малого объема, постепенно наращивая объем до полного. «Безопасный старт» снижает негативное воздействие работы ПИ на морских животных и рыб. На расстоянии 1 км до начала сейсмического профиля на несколько секунд делается пауза в работе ПИ – и записываются шумы с выводом сейсмограммы на плоттере. За 10 пикетов до первого пикета на профиле включается вся регистрирующая и записывающая аппаратура, записываются тестовые значения навигационного и сейсмического комплекса, – и плавно переходят к регистрации рабочих сейсмических данных (рис. 1.16).

После последнего проектного пикета регистрация и запись сейсмической информации продолжается на протяжении не менее половины длины косы для получения полнократного временного разреза. По окончании профиля отключаются ПИ – и записываются шумы сейсмокосы с выводом сейсмограммы на плоттере.

Плавающие приемные устройства (сейсмокосы) длиной от 3 до 12 км (зависит от глубины исследуемых целевых горизонтов) в процессе работ буксируются за судном со скоростью 6–8 км/час на глубине 7–9 м.

Регистрация сигналов происходит с помощью пьезо-сейсмоприемников в следующей последовательности. Механические волны улавливаются, регистрируются сейсмоприемниками – и передаются по специальным забортным устройствам (сейсмокосе) на сеймостанцию. Полученные данные с сейсмоприемников (амплитуды, частоты и другие параметры колебаний) отфильтровываются – и записываются в виде цифрового сигнала на регистрирующую аппаратуру (сеймостанцию).

Морские сейсмические косы предназначены для приема сейсмических колебаний регистрирующей аппаратурой, расположенной на геофизическом судне. По специфике использования они подразделяются на два типа – плавающие буксируемые и донные. В зависимости от структуры и глубины преобразования

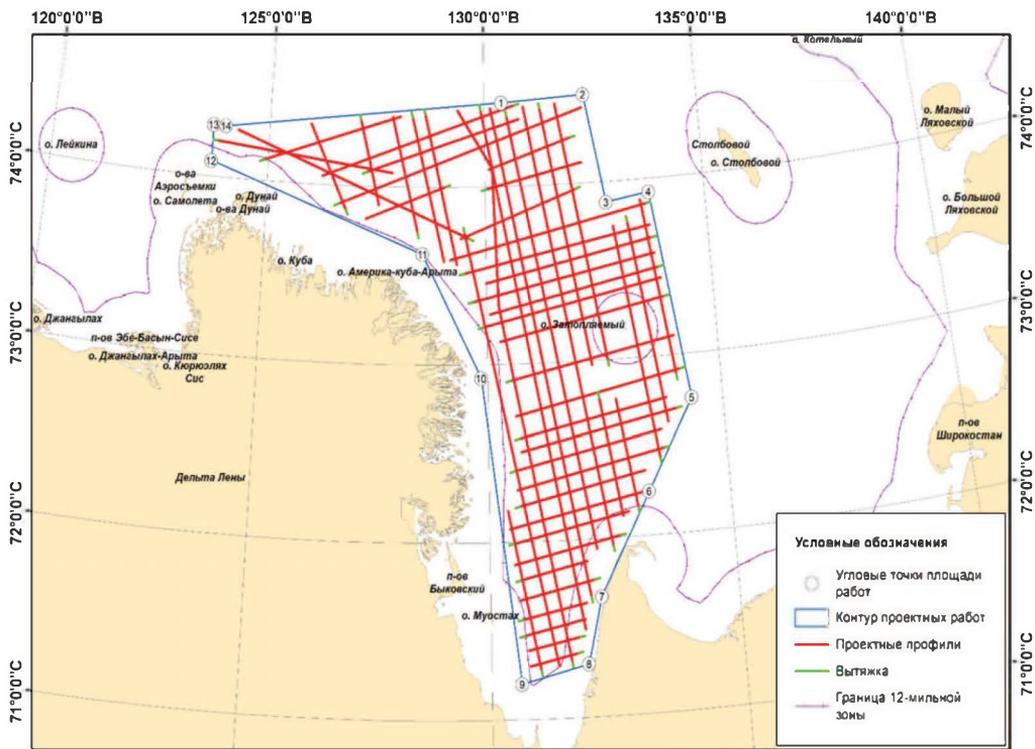


Рис. 1.15 – Схема комплексных проектных профилей по юго-западной части моря Лаптевых

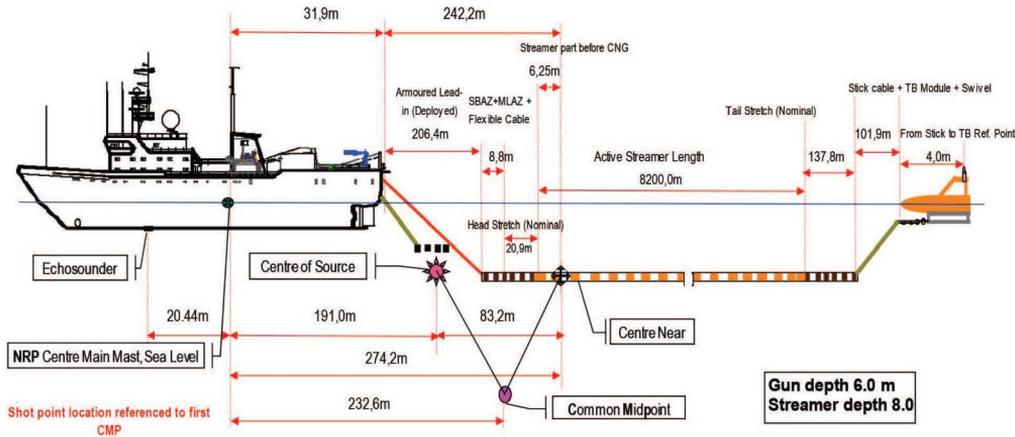


Рис. 1.16 – Схема расположения забортного сейсмического оборудования

сейсмических сигналов в косе они также подразделяются на аналоговые и цифровые.

В аналоговых косах сейсмический сигнал от каждого канала передается на борт судна – и оцифровывается в сейсморазведочной станции. Оцифровка сейсмических сигналов в цифровых косах осуществляется для нескольких соседних каналов непосредственно в сейсмической косе. По существу, цифровые сейсмические косы – это морской аналог совокупности полевых сейсморегистрирующих моделей телеметрической системы сбора информации. В настоящее время на большинстве геофизических судов используются цифровые сейсмические косы.

Коса состоит из совокупности рабочих секций длиной 100 м, каждая из которых изготавливается из поливинилхлоридного шланга диаметром 50–70 мм с толщиной стенок до 3 мм. Каждая секция начинается и заканчивается специальной муфтой из нержавеющей титанового сплава. Кроме секций с пьезоприемниками (рабочих секций), в состав буксируемой косы обязательно входят бесприборные шланговые и кабельные секции, служащие для удаления и заглубления приборных секций на заданное расстояние от судна (рис. 1.17).

Для заглубления всей косы на требуемую глубину при ее буксировке за судном применяют короткие грузовые секции, которые совместно с секциями-амортизаторами и концевой секцией образуют систему буксировки (рис. 1.18). В конце косы с помощью специальной системы буксируется радар-отражатель – или так называемый концевой буй с приемником DGPS, позволяющий с борта судна определять его местоположение. В результате работы всех устройств контроля геометрии косы появляется возможность не только знать, но и учитывать



Рис. 1.17 – Сейсмическая коса на борту научно-исследовательского судна

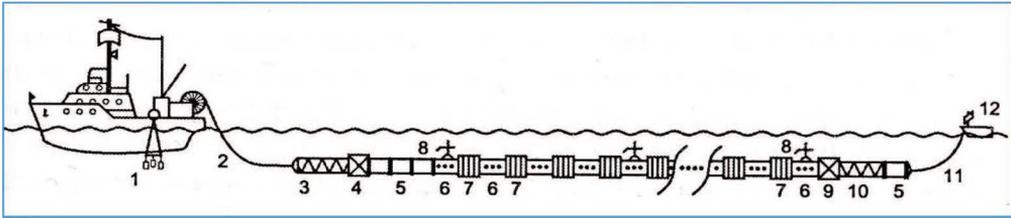


Рис. 1.18 – Схема морской сейсморазведки с цифровой буксируемой косой:

1 – сейсмический пневмоисточник; 2 – буксировочный кабель; 3 – головной амортизатор; 4 – головной модуль; 5 – бесприборная секция; 6 – приборная секция; 7 – операционный модуль; 8 – стабилизатор глубины; 9 – концевой модуль; 10 – концевой амортизатор; 11 – концевой кабель; 12 – хвостовой радар-отражатель

в процессе обработки реальную форму буксируемой косы и положение ряда ее элементов. Учет этих факторов повышает качество получаемых сейсмических материалов.

Особенно важно это при производстве работ по технологии 3D или 4D. Обязательным элементом цифровой сейсмической косы является специальный модуль сбора информации. Для осуществления процесса смотки и размотки буксируемая сейсмическая коса размещается на специальном барабане необходимых размеров и вместимости.

Регистрация сейсмической информации цифровых кос осуществляется наборным регистрирующим комплексом – специализированной сейсморазведочной станцией (рис. 1.19). В настоящее время все чаще применяют специализированные наборные регистрирующие устройства, согласованные с типом используемых цифровых кос. Поэтому на исследовательских судах регистрирующая аппаратура и сейсмические косы – обычно какой-либо одной специализированной фирмы.

Наиболее распространен в практике регистрирующие системы: Sercel, DigiSTREAMER, TRIACQ RC и др.

1.6. Источники возбуждения

В качестве источников возбуждения используются пневматические источники (ПИ), группы которых также буксируются за судном на глубине 5–6 метров. Объем и количество групп ПИ, длина сейсмической записи и ее дискретность варьируются в зависимости от решаемых геологических задач. Расположение пневматического источника на борту научно-исследовательского судна представлено на рисунке 1.20.



Рис. 1.19 – Бортовой регистрирующий комплекс

Действие ПИ основано на быстром истечении сжатого воздуха (производимого мощными воздушными компрессорами, установленными на борту судна), из замкнутого объема – и сильным воздействии его на водную среду, что приводит к возбуждению упругих колебаний. ПИ состоит из излучателя, в который входят камера (объемом 2–7 дм³) с выхлопным отверстием, поршень и запускающий электромагнитный клапан, – а также из устройства для управления излучателем, компрессора с подводными шлангами и вспомогательного оборудования. В морских ПИ сжатый воздух, под давлением 120–140 атм. подаваемый от компрессора, расположенного на судне, смещает поршень вниз – и закрывает выхлопное отверстие (рис. 1.21).

После заполнения сжатым воздухом внутренних полостей поршня и основного объема камеры излучатель готов к работе. По сигналу с сейсмостанции подаётся напряжение на запускающий электромагнитный клапан, сжатый воздух перебрасывается из рабочей камеры под плечо поршня, который начинает двигаться вверх. В излучателе имеется система ускорения поршня, обеспечивающая быстрое вскрытие рабочей камеры и выхлоп в воду сжатого воздуха, возбуждающего упругие волны (рис. 1.22).

Всплывающий воздушный пузырь может сильно пульсировать, производя повторные удары. Для ослабления силы схлопывания пузыря полную разгрузку рабочей камеры специально затягивают тем или иным способом. Как правило, используют не одну, а группу воздушных пушек, которые отличаются по своим объемам – и могут срабатывать как одновременно, так и с заданными временными задержками.

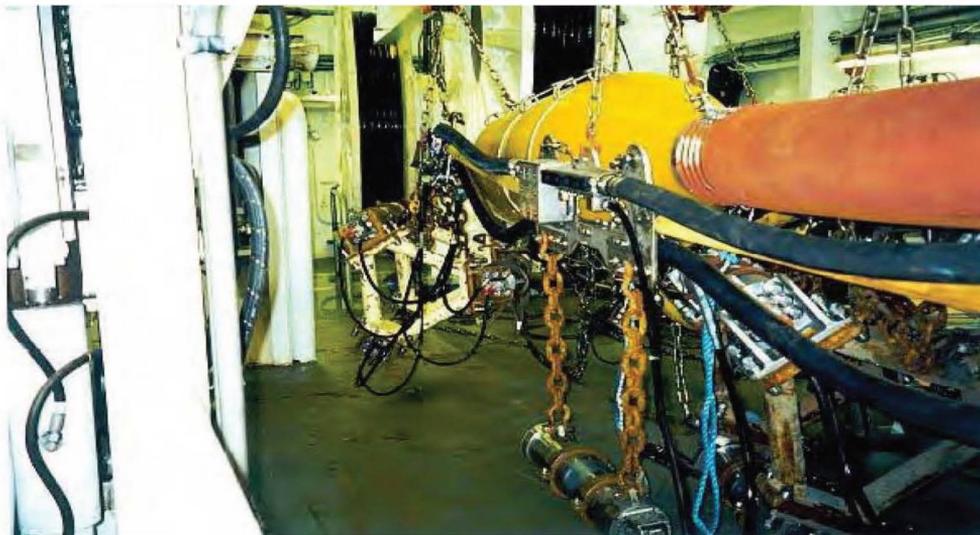


Рис. 1.20 – Расположение пневматического источника на борту научно-исследовательского судна

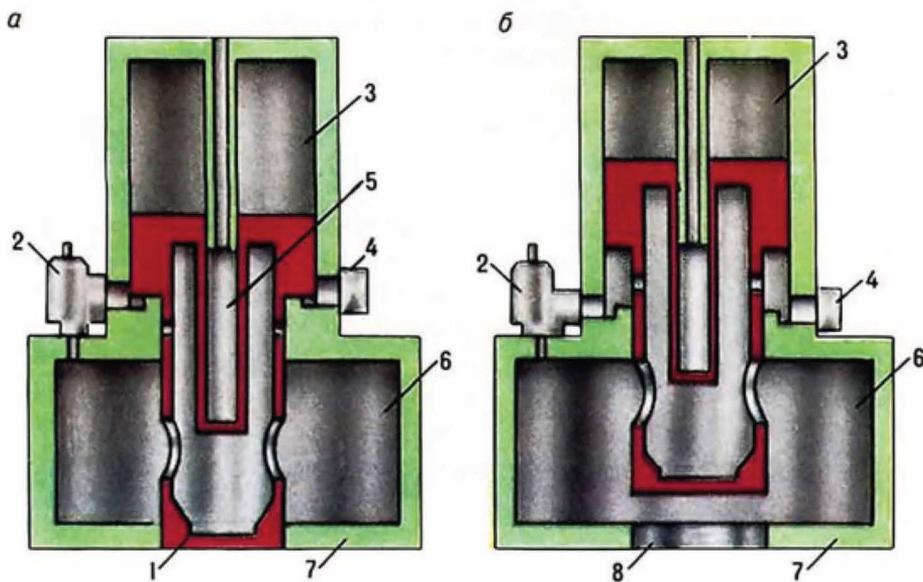


Рис. 1.21 – Схема пневматического источника:

а – перед выхлопом воздуха; *б* – во время выхлопа воздуха; 1 – поршень; 2 – запускающий электромагнитный клапан; 3 – демпферный объем; 4 – клапан; 5 – внутренняя полость поршня; 6 – рабочий объем; 7 – корпус; 8 – выхлопное отверстие

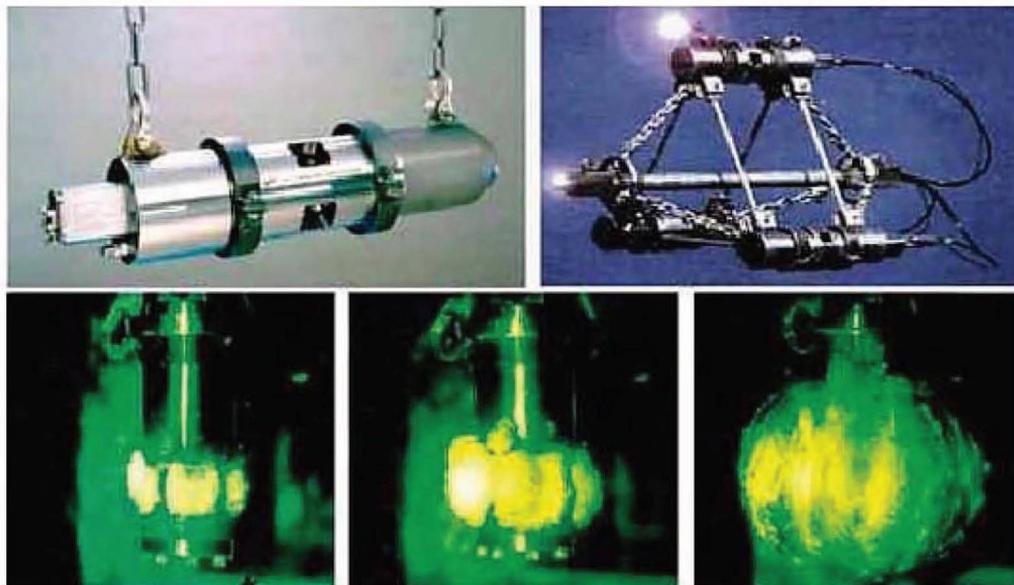


Рис. 1.22 – Момент срабатывания пневмопушки в водной среде

Основные требования, применяемые к морским источникам колебаний: 1) быть безвредным для окружающей среды и безопасным для обслуживающего персонала и судна; 2) излучать стабильный и достаточно интенсивный сигнал, имеющий простую форму, не осложненную повторными пульсациями пузыря; спектр сигнала должен быть согласован с частотной характеристикой среды и приемно-регистрирующей аппаратуры; 3) работать в автоматическом режиме; 4) соответствовать энергетической базе судна и не ограничивать автономность его плавания; 5) обладать высокой надежностью, быть технологичным и удобным в эксплуатации (рис. 1.22).

В настоящее время применяются ПИ как отечественного производства, так и зарубежные: ООО «ПУЛЬС», ООО «ИНГЕОСЕЙС», Раменского отделения ВНИИгеофизики, НИИморгеофизики, АО «Южморгео», Bolt Associates, Inc., Sleeve Gun. GI-Gun (Sercel).

1.7. Сейсмоприемники

Являясь первым элементом сейсморегирующего канала, наземный сейсмоприемник (геофон) представляет электромеханический преобразователь упругих колебаний среды в электрическое напряжение. Различают геофоны, реагирующие на вертикальную компоненту движения среды – и на горизонтальные компоненты движения среды. Первые из них применяют для регистрации продольных волн, а вторые – для регистрации поперечных волн. При наземной

сейсморазведке используются геофоны индукционного типа. Они реагируют на скорость смещений в среде. В морской сейсморазведке применяются пьезоэлектрические сейсмоприемники (гидрофоны), которые реагируют только на изменение давления в воде.

Морской пьезоэлектрический сейсмоприемник

Пьезоэлектрические сейсмоприемники давления используют при работах на акваториях, а также при акустических исследованиях в скважинах (рис 1.23). Их действие основано на ином принципе, чем у электродинамических, и они не содержат подвижных механических частей. Известно, что в кристаллах, называемых пьезоэлектриками, под действием электрического поля возникают внутренние напряжения – это так называемый пьезоэффект. Соответственно, существует и обратный пьезоэффект – деформация пьезоэлектрика сопровождается появлением на его гранях электрического напряжения, пропорционального величине этой деформации. Пьезоэлектриками являются, например, кристаллы кварца, турмалина, керамические кристаллы титана бария и др. Преобразователь представляет собой небольшой элемент из керамики в форме пластины, диска, цилиндра или шара, на противоположных сторонах которого находятся металлические электроды для снятия электрического сигнала. Для увеличения чувствительности в каждом ги-



Рис. 1.23 – Морской пьезоэлектрический сейсмоприемник



Рис. 1.24 – Гидрофон Р-44А

дрофоне несколько пьезоэлектриков соединяют последовательно, создавая пьезобатареи.

Действие продольной сейсмической волны на гидрофон выражается в изменении давления на пластины пьезоэлектрического материала, которое вызывает изменение электрического напряжения на выходе гидрофона. Таким образом, гидрофон является датчиком изменения давления в среде – при этом, в отличие от индукционного приемника, его реакция на волновое движение не зависит от направления подхода волны, а контакт со средой остается постоянным – и значительно лучше, чем у сухопутного приемника. Затухание колебаний в гидрофоне осуществляется включением шунта в обмотку согласующего трансформатора на входе сейсмического усилителя.

Хотя характеристика направленности одиночного гидрофона не зависит от направления прихода волны, на практике часто применяют группирование гидрофонов, обеспечивая направленность 2-го рода и статистический эффект [Ю.Н. Воскресенский. Полевая геофизика].

В настоящее время при проведении морских работ применяются следующие морские сейсмоприемники:

- гидрофон Р-44А (рис. 1.24);
- гидрофон для работ в переходной зоне «суша-море» и на океаническом дне.

Технические характеристики гидрофона Р-44А (рис. 1.25):

- выход высокого уровня;
- рабочая глубина до 75 м (250 футов);
- собственная частота 8 Гц или 10 Гц;

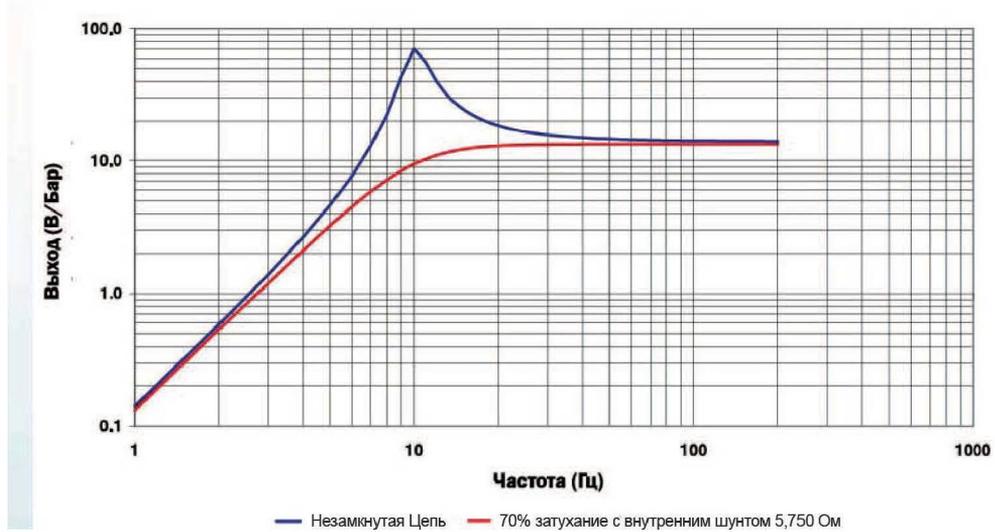


Рис. 1.25 – Р-44А. Амплитудные характеристики на 10 Гц

- подавление ускорения;
- простая проверка полярности.

Геофон Gemini – это проверенный в полевых условиях, многоцелевой, высокопроизводительный самопозиционирующийся геофон на карданном подвесе; также применяется при работах в переходной зоне и на океаническом дне (рис. 1.26). Технические характеристики Gemini представлены в таблице 1.1.

В отдельных случаях используют сдвоенный датчик, состоящий из:

- гидрофон а. Р-44А;
- геофон а. Gemini.

1.8. Технология проведения морских работ с донными косами

Сейсморазведочные работы с донными приемными устройствами проводятся на глубинах от 15 метров до выхода на сушу, т.е. в транзитных зонах «суша-море». Работы проводятся как с донными сейсмическими косами, так и с сейсмическими модулями (рис. 1.27).

Сейсморазведочные работы с использованием донных сейсмокос проводятся с применением цифрового сейсморегистрирующего комплекса – и интегрального навигационного комплекса. Для возбуждения упругих колебаний в водной среде на глубинах моря менее 12 м используются линейные пневмоисточники. Навига-

Таблица 1.1 – Технические характеристики Gemini

Технические характеристики Gemini	
Искажение	< 0,075% при угле наклона от 0° до 15° *
Паразитная частота	за 240 Гц
Собственная частота	10 Гц ± 2,5% при угле наклона от 0° до 15°
Затухание разомкнутой цепи	0,68 ± 5%
Постоянная затухания	4925 Ω Гц
Чувствительность при 68% затухании	45,6 V/m/sec ± 2.5%
Сопротивление катушки	700 Ω
Инерционная Масса	8,4 г (0.29 унции) (каждый SG-10)
Перемещение катушки	1,78 мм (0.07 д.) от пика к пику
Вес	2,5 кг (5.5 фунта)
Рабочий диапазон температур	от -40 до +90°C
Все параметры даны при 20°C	
* измерено при 12 Гц и скорости от пика к пику 17,8 мм/с	



Рис. 1.26 – Геофон Gemini

ционная привязка при помощи DGPS устанавливается на всех судах. Раскладка сейсмических кос на дно выполняется с использованием катамаранов-раскладчиков или аналогичных плавсредств, оборудованных приемниками GPS и необходимым спускоподъемным оборудованием (рис. 1.28).

Раскладка линий приема осуществляется путем сброса канала в воду по сигналу навигационной системы.

Первоначально сейсмокоса раскладывается в линию, затем идет подмотка и перекладка вдоль профиля. Регистрация сейсмической информации и контроль

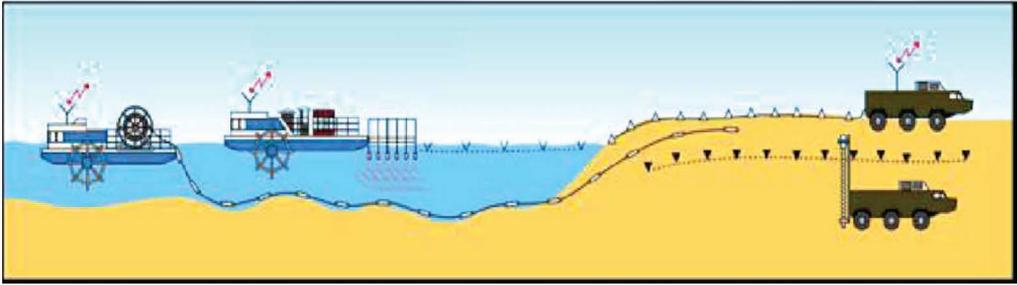


Рис. 1.27 – Схема расстановки при производстве морских сейсморазведочных работ в транзитной зоне с донной сейсмокосой



Рис. 1.28 – Раскладка линий приема сейсмических кос с катамарана в мелководной транзитной зоне Обской губы Карского моря

параметров донного регистрирующего сейсмического оборудования, включая навигационное позиционирование, производится с регистрирующего судна. По готовности судно-источник приступает к возбуждению упругих колебаний по заданным линиям возбуждения (ЛПВ), расположенным параллельно, вдоль простираения приемной линии (ЛПП); скорость движения судна источника по линии возбуждения (ЛВ) составляет 4–5 узлов.

Катамараны с необходимым оборудованием для данного вида работ дополнительно проводят позиционирование разложенного донного оборудования.

Данные катамараны оборудованы всем необходимым для раскладки и сбора оборудованием. В их носовой части установлены специально спроектирован-

ные лебедки, которые быстро и безопасно помогают в сборе сейсмических кос (рис. 1.29).

Технологическая схема расстановки включает в себя основные элементы:

- проверку и погрузку сегментов приемной расстановки в катамаран-раскладчик;
- выход в точку начала раскладки;
- сброс – раскладку сейсмокосы в воду с фиксацией координат места постановки.

Вождение плавсредств, выход на точки установки и сбора осуществляются по командам навигатора, ведущего прокладку согласно намеченному маршруту и показаниям DGPS. При переходе к первой точке постановки по команде навигатора сбрасывается первая линия, фиксируются координаты сброса, далее по ходу движения катера сбрасывается следующая линия – и так далее до последней, после чего подключается следующий сегмент приемной расстановки и сброс продолжается.

Примером может служить судно «Скат» (рис. 1.30), оборудованное всем необходимым сейсмическим оборудованием для производства работ в мелководных транзитных зонах до глубин менее 2.5 метров:

- две линии пневмопушек G.Gun и mini-G.Gun объемом 960 куб. дюймов (15.73 литра);
- компрессор Sauer 6442;
- современный контроллер пневмопушек BigSHOT;
- модулем интегрального навигационного комплекса для навигации и стрельбы Gator.



Рис. 1.29 – Катамараны – раскладчики сейсмических кос, оборудованные приемниками GPS и необходимым спускоподъемным оборудованием



Рис. 1.30 – Судно для производства работ в мелководных транзитных зонах до глубин менее 2,5 метров

В режиме регистрации судно-регистратор с помощью кабеля подключается к расстановке – и позиционируется на месте якорями. По мере отстрела профилей судно перемещается на новое место якорной стоянки. Место стоянки определяется из расчёта нахождения судна на расстоянии не менее 50 метров от кабелей раскладки и стрелковых профилей.

По готовности судно-источник приступает к возбуждению упругих колебаний по заданным линиям возбуждения, расположенным параллельно, вдоль простираения приемной линии; расстояние между пунктами возбуждения составляет 50 метров, скорость движения судна-источника по линии возбуждения – 4–5 узлов.

После отработки приемной линии судно-регистратор переходит в следующую точку приема, следующий профиль и подключается к разложенной расстановке, тестирует расстановку и дает команду судно-источнику на отработку очередной линий возбуждения, катера-раскладчики переключают освобожденные части приемной расстановки на следующий профиль. Таким образом обеспечивается непрерывность наблюдений (рис. 1.31).

Расстановка донных модулей проводится с кормы судов-расстановщиков. Судно-расстановщик заходит на расчетную линию профиля – и ложится на курс. Управление судном осуществляется навигационными комплексами с примене-

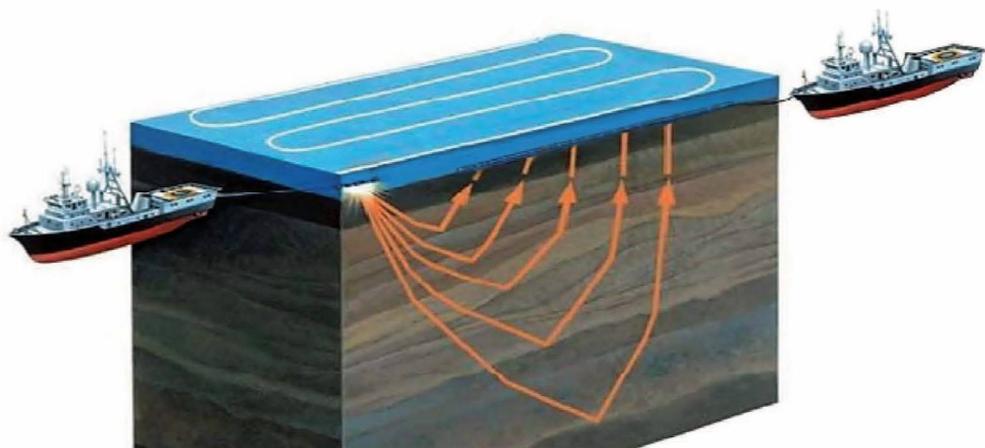


Рис. 1.31 – Схема методики отстрела при проведении работ с донными косами

нием специализированных программ. Комплекс позволяет управлять положением всех судов относительно профилей и относительно друг друга – что обеспечивает высокую эффективность и безопасность операций, навигацию судов, участвующих в съемке и синхронизацию навигационной и регистрирующей систем.

При подходе к проектной точке постановки вахтенный навигатор объявляет всеобщую готовность. На воду устанавливается концевой буй активного звена профиля с закрепленным секционным кабелем. Начинается размотка секционного кабеля с установленных барабанов. Затем, по команде навигатора, устанавливается первый якорь активного сегмента. При достижении точки сброса по команде навигатора донные станции присоединяются к секционному кабелю карабинами и сбрасываются за борт (рис. 1.32).

Возбуждение сейсмического сигнала на профиле производится групповым пневматическим источником.

После завершения работ по установке станций на дно объявляется команда на отстрел приемной расстановки. Судно-источник заходит на расчетный галс отстрела – и производит отстрел линии возбуждения. Работа ПИ осуществляется автоматически – по достижении проектного пикета по команде навигационной программы; управление источником осуществляется специальным контроллером.

В момент пересечения геометрическим центром ПИ расчетного пикета навигационная программа подает команду на инициирование пневмопушек. В момент инициирования пневмопушек сигнал с контроллера поступает на модуль, реги-

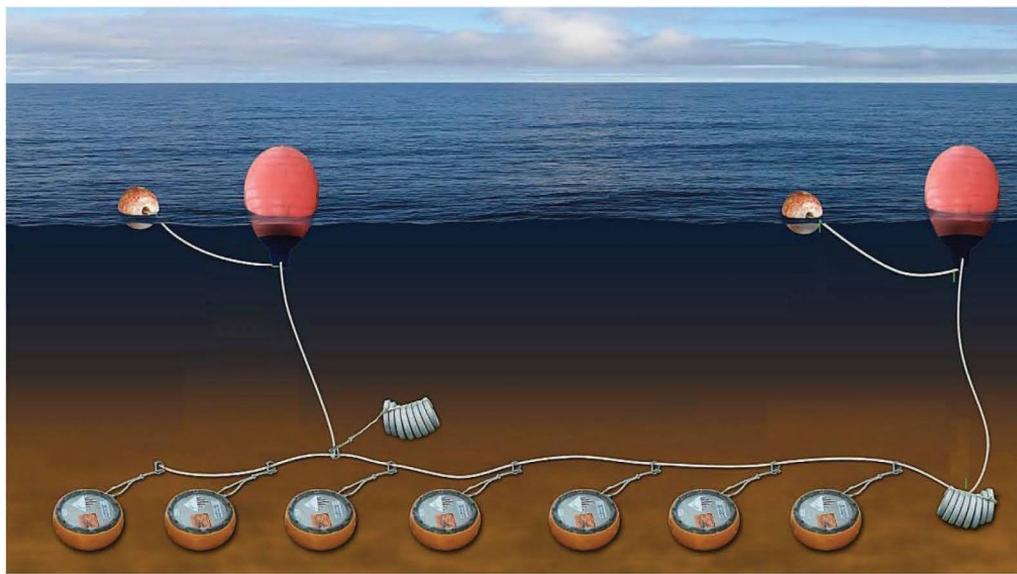


Рис. 1.32 – Схема расстановки модулей на дне при производстве сейсморазведочных работ в транзитной зоне

стрирующий точное время инициирования, а также информацию с навигационного компьютера – координаты и номер пикета в пункте взрыва. Данные записываются в бинарный файл для регистрации.

По завершению отстрела на профиле файл, содержащий отметки момента и навигационную информацию, копируется на центральную регистрирующую систему – и объединяется с сейсмическими данными для последующего формирования сейсмограмм общего пункта приёма из непрерывной записи.

Сбор донных станций производится с судов-расстановщиков, оборудованных гидравлическими лебедками. Судно-расстановщик заходит на точку сброса концевой буя, после чего начинается смотка секционного кабеля и подъем регистрирующих модулей.

1.9. Навигационный комплекс

При производстве морских сейсморазведочных работ используется навигационный комплекс контроля и управления сейсморазведочными работами. Навигационно-гидрографические работы являются сопутствующими, выполняются совместно с геофизическими работами и включены в состав сейсморазведочных работ. На НИС устанавливается система позиционирования дифференциальной

глобальной спутниковой навигационной системы (Differential Global Navigation Satellite System – DGNSS). Эта система предназначена для высокочастотных определений текущих координат места по радиосигналам от спутниковой навигационной системы (GPS), а также для приема радиосигналов дифференциальной коррекции, передаваемых через геостационарные спутники региональной дифференциальной подсистемы.

В задачи навигационно-гидрографического обеспечения сейсморазведочных работ входит:

- вынесение плановых координат профилей в навигационный комплекс;
- судовождение по проектным профилям;
- привязка пунктов геофизических исследований (пункт взрыва – ПВ и пункт приема – ПП);
- измерение глубин моря вдоль профилей;
- контроль положения сейсмической косы;
- составление отчетной схемы профилей.

В качестве центра навигационных измерений используется центральная мачта судна и невзволнованный уровень моря.

Комплекс объединяет функции контроля и управления систем регистрации и позиционирования, источников возбуждения и систем контроля качества данных на базе единой интегрированной платформы – и выполняет функции комплексного контроля и регулирования процессов с целью обеспечения эффективного производства сейсмических наблюдений с учетом самых сложных конфигураций расстановок при сохранении простоты и эффективности регистрации данных сейсморазведки 2D и 3D.

Принципы системы:

- 1) упрощение и автоматизация производственных процессов;
- 2) снижение рисков столкновения с препятствиями и переплетения кабелей;
- 3) повышение производительности при выполнении вспомогательных операций;
- 4) сокращение расходов, трудозатрат и дострелов при производстве сейсморазведочных работ;
- 5) расширение спектра и повышение эффективности работ, которые ранее считались нерентабельными.

Дополнительные возможности системы:

1) функция контроля сноса сейсмоприемного кабеля в совокупности с возможностями управления обеспечивает более качественную съемку – и повышает качество отображения среды при уменьшении количества переходов на сейсмические профили;

2) функция зарисовок различных препятствий и опасностей обеспечивает безопасный обход препятствий, которые встречаются в полевых условиях;

3) функция внесения сразу всех проектных сейсмических профилей обеспечивает максимальную кратность и оптимальную производительность во время выполнения работ;

4) оперативное распределение и организация собранных данных (практически в режиме реального времени) обеспечивает снижение времени производственного цикла.

Интегрированная система навигации используется для обеспечения задач навигации сейсмического профилирования и управления данными.

Система состоит из блока интерфейсов (устройство навигации реального времени) и рабочих станций.

Навигационные задачи, решаемые комплексом:

1) связь с источниками и приемниками навигационных сигналов, создание меток времени и маркировка данных, синхронизация сейсмоприемного оборудования и контроллера пневмоисточников;

2) позиционирование судна, пневмоисточников и сейсмоприемного кабеля в режиме реального времени;

3) регистрация навигационных данных в стандартном формате UKOOA P294 и P190;

4) комплексный контроль качества в интерактивном и автономном режимах;

5) калибровка датчиков.

Блок интерфейсов — управляемое устройство реального времени, на котором установлена операционная система, обеспечивающая связь с палубным и забортным оборудованием (рис. 1.33).

Данное устройство используется для получения первоначальных оценок положения судна, когда это необходимо, и для формирования метки времени с темпом один импульс в секунду, которая применяется для синхронизации модулей интегрированной системы навигации (рис. 1.34), а также внешних устройств, таких как контроллер DigiCourse, контроллер управления пневмоисточниками и комплекс регистрации сейсмических данных. Каждая единица данных маркируется меткой времени до передачи на сервер данных комплекса — и обеспечивает предустановленные задержки для пневмоисточников, пуска регистрации сейсмических данных и опроса состояния контроллеров глубины сейсмоприемного кабеля.

Расчет положения судна и буксируемого оборудования производится комплексом с помощью фильтра, методом наименьших квадратов и современными статистическими методами.

Во время сейсморазведочных работ данные регистрируются в режиме реального времени в специальном формате, обеспечивается контроль качества работы системы навигации. Также эти данные используются для контроля качества навигационных задач — и формирования навигационного журнала в интерактивном режиме.

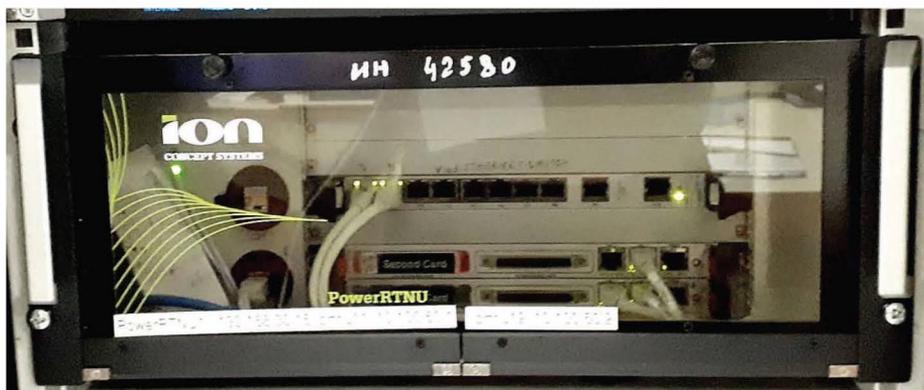


Рис. 1.33 – Блок интерфейсов - управляемое устройство реального режима времени



Рис. 1.34 – Аппаратурная стойка интегрированной системы навигации

1.10. Обработка данных морской сейсморазведки

В отличие от других методов геофизики, интерпретации данных сейсморазведки предшествует очень трудоемкий этап обработки сейсмограмм и магнитограмм, направленный на выделение из сотен зарегистрированных волн нескольких полезных. С помощью как рациональной системы наблюдений, так

и сложной цифровой обработки материалов необходимо подавить множество регулярных и нерегулярных волн-помех – и выявить кинематические (время прихода) и динамические (амплитуда сигналов) характеристики волн. Далее их надо идентифицировать однократными отраженными или преломленными (рефрагированными) волнами.

Таким образом, в результате обработки сейсмических данных получают времена (t) прихода тех или иных волн на разных расстояниях от ПЗ (x). По ним вручную или автоматически с помощью ЭВМ строятся:

- годографы волн;
- профилограммы;
- временные разрезы.

Обработка заканчивается качественной интерпретацией выявленных однократных волн, т.е. дается характеристика изменения сейсмического разреза по горизонтали и вертикали. Особенно наглядны временные разрезы, на которых видны все структурные (геометрические) особенности разреза.

Цифровая обработка сейсмических данных

Решение сложнейших проблем сейсморазведки – выделение полезных однократных отраженных и преломленных (рефрагированных) волн от ряда границ раздела на фоне сотен волн-помех – было бы невозможным без цифровой обработки сейсмических данных на ЭВМ. «Цифровая революция» в геофизике прошла в 60–70-е годы прошлого века, а уровень компьютеризации в сейсморазведке в настоящее время – один из самых высоких среди всех научно-прикладных дисциплин.

Основу цифровой обработки сейсмических данных составляют три вида математических операций: преобразования Фурье, свертка (конволюция) сигналов и корреляция.

Преобразования Фурье преобразуют функции во временной области (например, короткий импульс при возбуждении упругой волны) в функции в частотной области (например, длительная гармоническая запись сигнала, снимаемого с сейсмоприемника) и обратно. Важно, что информация в ходе таких преобразований принципиально не теряется, но ее обработка более удобна и наглядна – иногда в частотной, иногда во временных областях.

Свертка сигналов – это математическое решение задачи фильтрации, т.е. операция замещения каждого элемента входного сигнала некоторым выходным с определенной весовой функцией. Один из этих сигналов берется перевернутым, т.е. в противофазе.

Корреляция выявляет меру сходства двух последовательностей (выборки каких-либо данных). Она аналогична свертке, только без переворота одной из функций. Например, с помощью метода взаимной корреляции определяется сходство

сигналов двух трасс записей сейсмоприемников. Для улучшения сходства в один из каналов можно ввести временной сдвиг.

Целью разных методов цифровой обработки является увеличение отношения «сигнал/помеха», чтобы надежно отфильтровать кратные и другие волны-помехи, прокоррелировать оси синфазности полезных однократно отраженных или преломленных волн, определить время их прихода по всем трассам и изменение амплитуд сигналов по ним.

Построение временных разрезов

При обработке данных МОВ строятся временные разрезы. Временной разрез представляет собой определенным образом подобранные и преобразованные сейсмограммы, на которых записи отнесены к нулевому времени (t_0), т.е. времени пробега волны при нулевом удалении от приемника до источника. Для этого в наблюдаемые сейсмограммы вводятся так называемые кинематические поправки.

Такие разрезы автоматически получаются при работах методом МОВ или центрального луча, когда сейсмоприемник располагается вблизи пункта возбуждения – а запись производится одним сейсморегистрирующим каналом, например, в методе непрерывного сейсмического профилирования на акваториях. Если сделать монтаж из трасс таких записей (для чего направить ось времен каждой трассы вниз, а рядом на определенных расстояниях, соответствующих положению пунктов возбуждения, расположить все соседние трассы), то это и будет временной разрез (рис. 1.35).

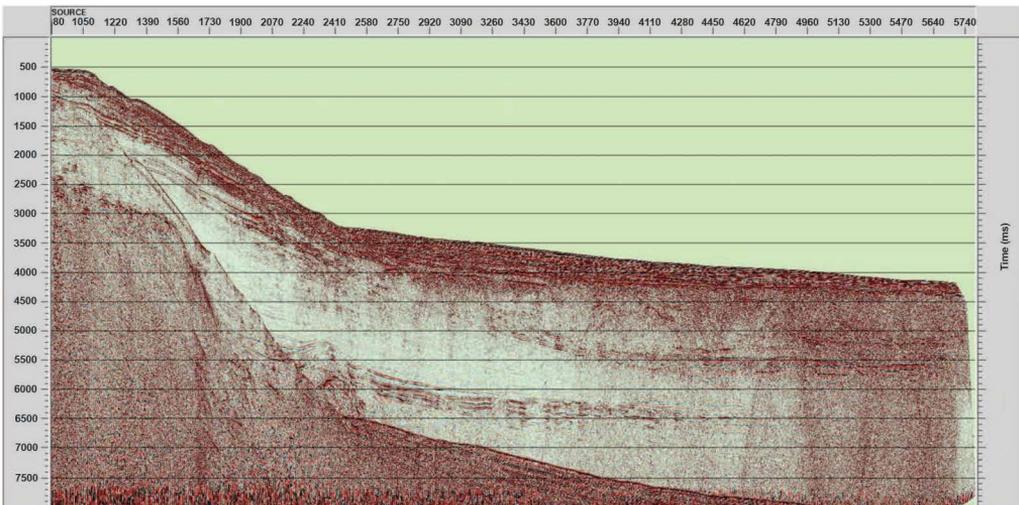


Рис. 1.35 – Исходный временной разрез, полученный на борту геофизического судна в Карском море

При многоканальной автоматической записи временные разрезы строятся с помощью ЭВМ. Выделяя на временных разрезах оси синфазности, соответствующие временам прихода однократных отраженных волн, получаем линии, каждая из которых отвечает одной из отражающих границ геологического разреза.

Временные разрезы, хотя и не несут информации о глубинах залегания отражающих границ, дают представление об основных чертах геологического строения — и являются важным результатом качественной интерпретации данных МОВ. Если средняя скорость не меняется вдоль профиля, то линия может быть непосредственно сопоставлена с отражающей границей. Зная среднюю скорость в толще над отражающей границей и закон ее изменения со временем, например, по имеющемуся для данного района графику, легко перестроить временной разрез в глубинный. В случае, когда скорость остается постоянной вдоль профиля, такое преобразование сводится к замене шкалы времени на шкалу глубин. В случае непостоянства трансформация временных разрезов в глубинные затруднена — и осуществляется с помощью ЭВМ.

Обработка данных МОГТ

Как отмечалось, в методе общей глубинной точки (МОГТ) для каждой точки профиля получается несколько сейсмограмм, т.е. запись с разных пунктов возбуждения (ПВ) и сейсмоприемников (СП), расположенных симметрично от точки записи. При такой системе наблюдений во всех точках профиля последовательно могут располагаться ПВ и СП, а число таких перестановок равно кратности перекрытий.

Поскольку кроме однократных волн, на сейсмограммах регистрируется множество многократно отраженных волн от всех границ раздела, то они маскируют полезные однократные волны. Целью обработки данных МОГТ и является хотя бы частичное подавление многократно отраженных волн. Для этого используются сложные многоступенчатые приемы суммирования всех сейсмограмм — с введением в них кинематических поправок и получением так называемых суммограмм. Обработка требует больших расчетов и выполняется в автоматическом режиме на ЭВМ.

На рисунке 1.36 показан мигрированный временной разрез после постобработки исходного временного разреза 2D в акватории Карского моря.

Интерпретация данных сейсморазведки

Интерпретация временных разрезов начинается с изучения скоростного разреза и определения средних скоростей толщ пород над каждой из выявленных отражающих и преломляющих границ. Далее временные разрезы преобразуются в глубинные, т.е. определяется геометрия разреза (глубины залегания, углы на-

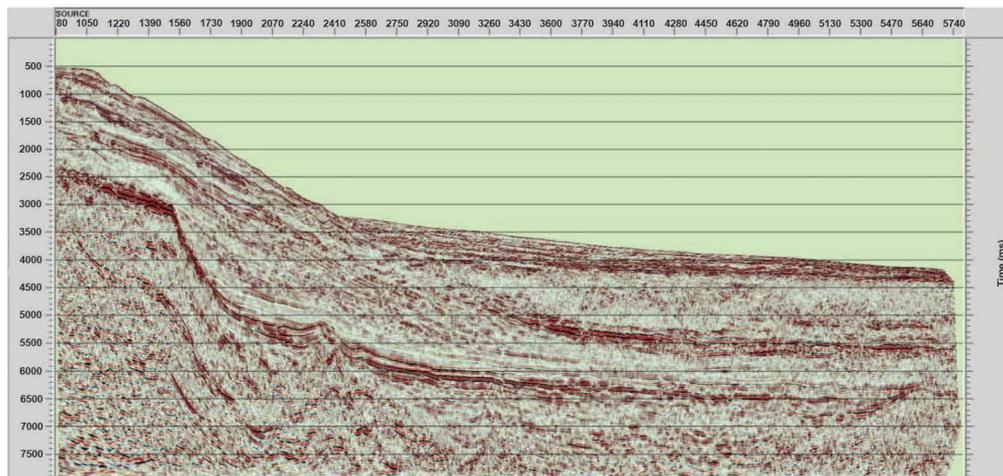


Рис. 1.36 – Окончательный мигрированный временной разрез, полученный в результате обработки на береговом вычислительном центре (Карское море)

клона и распределение пластовых, средних, граничных скоростей по профилю и глубине).

Заключительным этапом является геологическое истолкование результатов, которое заканчивается построением сейсмогеологических разрезов называемых так потому, что это фактически структурно-геологические разрезы, построенные по данным сейсморазведки и геофизических исследований в скважинах (ГИС). Для этого используются вся имеющаяся геологическая информация, данные бурения и ГИС. Кроме того, строятся структурные карты (рис. 1.37) по отдельным отражающим горизонтам.

Интерпретация сейсмических (временных и глубинных) разрезов основывается на логической увязке всех сейсмических и геолого-геофизических данных – и направлена, прежде всего, на построение сейсмогеологических разрезов по всем профилям наблюдений.

Конечные результаты сейсморазведки – всегда вероятностные, ибо обратная задача геофизики неоднозначна. Однако в сейсморазведке неоднозначность значительно меньше, а результаты точнее по сравнению с другими геофизическими методами. В зависимости от задач, поставленных перед сейсморазведкой, подходы к геологическому истолкованию отличаются. Поскольку сейсморазведка и ее основной метод структурной геофизики – МОВ (МОГТ) – направлены на поиски и разведку нефти и газа на глубинах 1,5–8 км, то основной целью этих исследований является построение структурных карт по опорным горизонтам. Качество их построений желательно проверить математическим моделированием, т.е. решением прямых задач для самых ответственных аномальных участков с построением

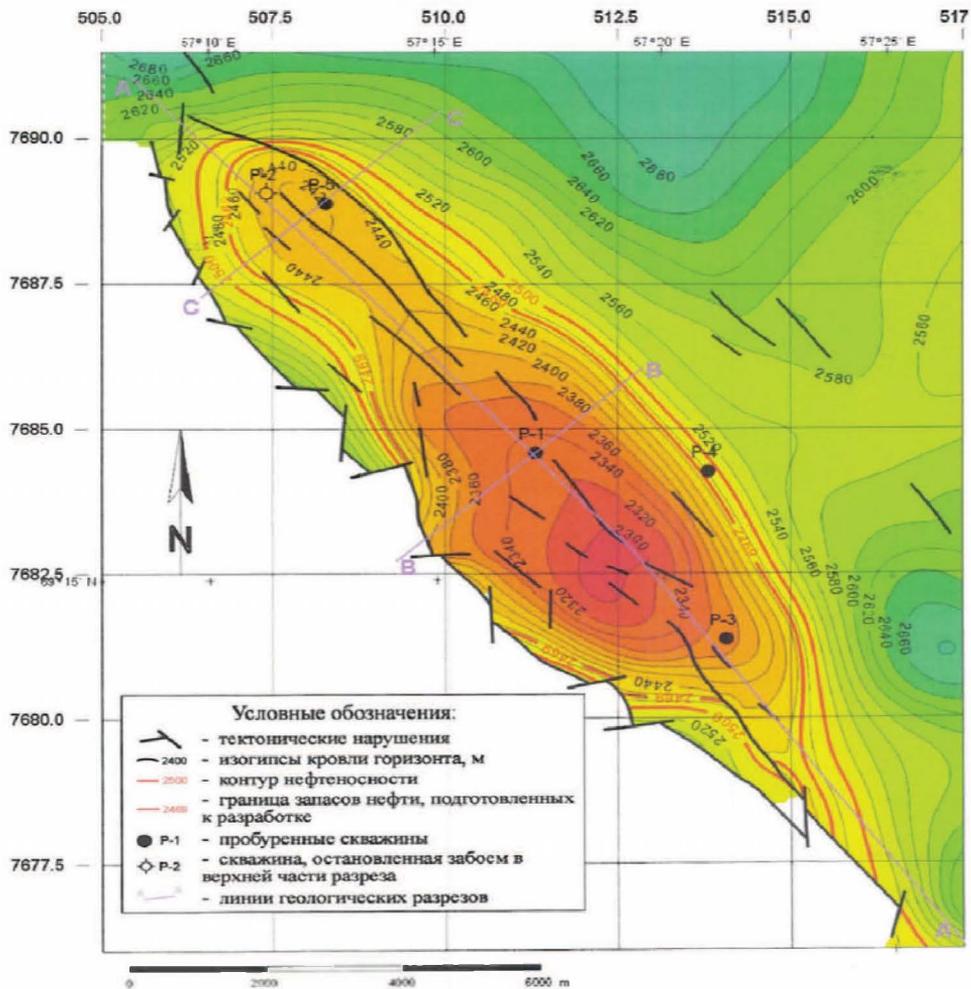


Рис. 1.37 – Структурная карта кровли продуктивного горизонта 1 (Приразломное месторождение)

так называемых синтетических сейсмограмм. Сравнение их с наблюдаемыми сейсмограммами помогает оценить достоверность выделения аномальных зон (ловушек). К последним относятся структурные (поднятия и антиклинали, прогибы и синклинали), тектонические (сбросы, надвиги), литологические (смены пород, выклинивания) особенности.

К аномальным зонам могут быть приурочены залежи нефти, газа и других полезных ископаемых. Изучение природы волн и идентификация сейсмических границ оказываются наиболее достоверны, если границы слоев, пластовые и интервальные скорости по данным полевых наблюдений увязаны с данными верти-

кального сейсмического профилирования (ВСП), предназначенного для детального изучения сейсмических границ вблизи скважины, а также сейсмических и акустических исследований в самих скважинах. Имеются специальные алгоритмы совместной цифровой обработки околоскважинных и скважинных сейсмических методов.

Совместный анализ сейсмических и геологических данных геофизиками и литологами позволяет проводить сеймостратиграфическое изучение разреза. Суть его заключается в том, что на основе объективного материала о геометрии и скоростном строении геологического разреза получают сведения об условиях осадконакопления, сочлененности и литологии контактирующих пород.

1.11. Технологии морских сейсморазведочных работ в транзитной зоне

С географической точки зрения, переходные зоны включают береговые топи, заливные части суши, отмели, дельты рек, открытые мелководные рифы, широкие приливные зоны, литоральные зоны — и близкие к побережью мелководные участки, глубина воды в которых обычно менее 10–20 м.

С позиции сейсморазведки, сейсмические исследования в зонах перехода от суши к морю (транзитных зонах), включающие в себя элементы как морских, так и сухопутных работ, являются одним из наиболее высокотехнологичных видов геофизического сервиса, требующего применения самой современной аппаратуры, технологии и логистики (рис. 1.38).

В акватории транзитной зоны применение буксируемой морской косы невозможно из-за малых глубин, согласование геофонов со средой затруднено, использование взрывчатых веществ запрещено, применение пневмоисточника — неэффективно.

Кроме того, в транзитной зоне существуют повышенные требования к экологической безопасности работ.

Транзитный переход (зона) «суша-море» включает в себя транзитное мелководье с глубинами моря 0–20 м и полосу сопредельного побережья. Наименее доступная для наблюдений, требующая специальных технологий и транспортных средств — центральная часть транзитной зоны с глубинами моря 0–10 метров. Ширина зоны транзитного мелководья морей России меняется от первых километров до 100–200 км.

Если рассматривать транзитное мелководье не только как зону специфической методики и технологии изучения, но и как наиболее доступный для освоения элемент морской периферии России, то следует признать ее весьма неоднородной с этой точки зрения. Даже крупнейшее нефтяное месторождение на глубинах моря до 20 м в пределах восточно-арктических морей, отдаленное от берега на расстояние 200 км, будет отнесено, скорее, к объектам федерального стратегического

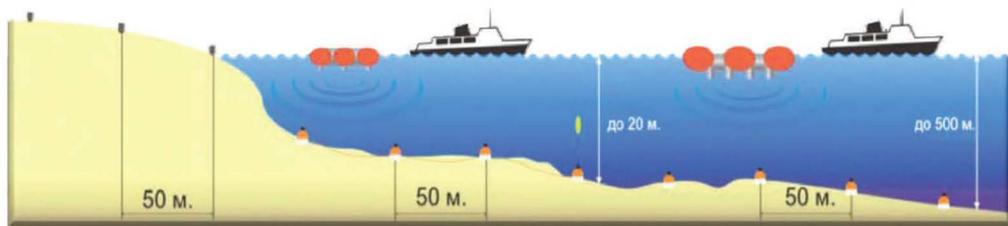


Рис. 1.38 – Схема технологии получения единой бесшовной геологической модели среды в зонах перехода «суша-море» для поиска углеводородов

резерва, нежели первоочередного освоения. Очевидно, что целевое определение зоны прибрежных акваторий в качестве элемента первоочередного освоения морской периферии России не может быть связано только с минимальной глубиной моря, но требует введения и второго ограничивающего параметра – минимального удаления от берега.

Значения глубин моря и удаленности от берега позволяют целевым образом выделить прибрежную часть морской периферии России в качестве целостного объекта первоочередного освоения, требующего специфических средств изучения и обладающего в значительной своей части особым режимом освоения. Ресурсный потенциал прибрежного мелководья, возможности и достоверность его прогнозирования в значительной мере определяются конкретными особенностями транзитного перехода «суша-море» в рамках отдельных морей или осадочных бассейнов.

Главные проблемы сейсмических исследований в транзитных зонах состоят в следующем:

- в зоне перехода «суша-море» в верхней части геологического разреза (ВЧР) происходят очень значительные изменения скоростей и поглощающих свойств пород, поэтому построение адекватной сейсмической модели представляет собой серьезную научно-методическую проблему, а применение современных методик обеспечивает получение сейсмического материала высокого качества (рис. 1.39);

- необходимость применения многовариантных систем возбуждения, приема и регистрации, т.е. комбинированного использования взрывов, поверхностных источников, пневмоисточников – в сочетании с донными, поверхностными и погруженными геофонами и гидрофонами;

- необходимость перекрытия и применения специальной технологии увязки данных, полученных разными системами, в том числе разных (лето, зима) полевых сезонов.

Решение проблем сейсмических исследований в транзитных зонах частично возможно, если применять «радиотелеметрический» метод – инновационную тех-

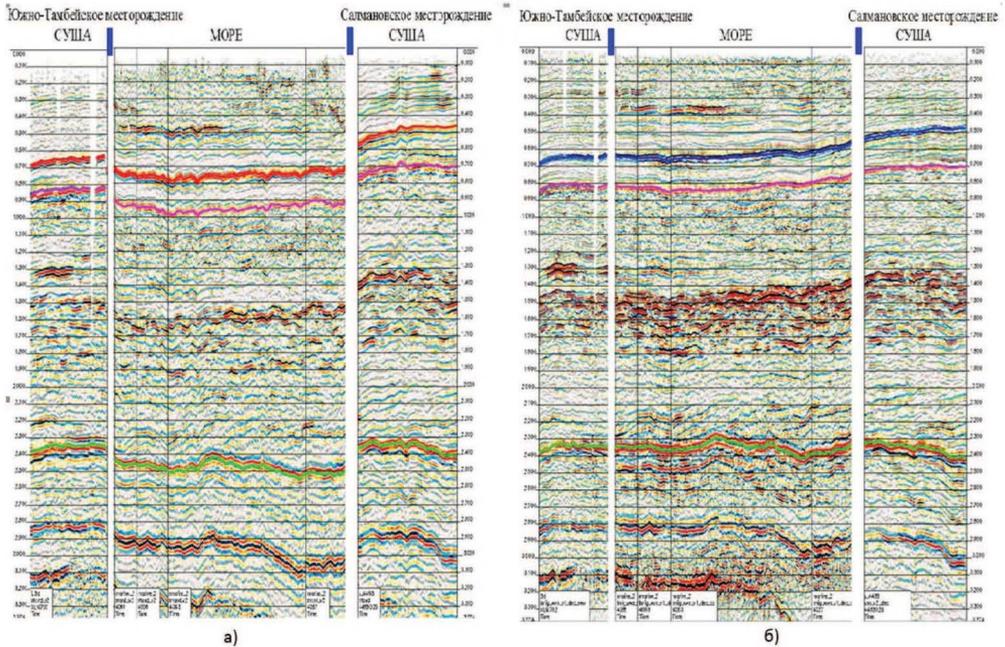


Рис. 1.39 – а) временной разрез до учета влияния ВЧР, б) после учета влияния ВЧР по композиционному профилю через Южно-Тамбейскую площадь, акваторию Обской губы и Утреннюю площадь (В.И. Кузнецов, ООО «НОВАТЭК НТЦ», 2016 г.)

нологию производства сейсмической съемки 3D (рис. 1.40). В этом случае осуществляется перенос системы регистрации с поверхности моря на дно.

Преимущества использования донных систем регистрации сейсмических сигналов («донной сейсморазведки») в сравнении с плавающими косами:

- получение качественного многокомпонентного сейсмического материала;
- реализация широкого спектра систем наблюдений.

Инновационная технология тотальной донной сейсморазведки (Dense Seismic on the Seafloor™ – DenSoS™) с четырехкомпонентными донными станциями (рис. 1.41) нацелена на снижение геологических рисков на этапе поискового бурения (разработка компании «Сейсмо-Шельф»).

Условия применения метода в море:

- сейсмические исследования МОВ-ОГТ и КМПВ возможно проводить на глубинах до 500 м;
- выполнение работ в местах, недоступных для прохождения сейсмического судна с косой:
 - на акваториях с развитой инфраструктурой, активным рыболовством, сложной топографией морского дна;

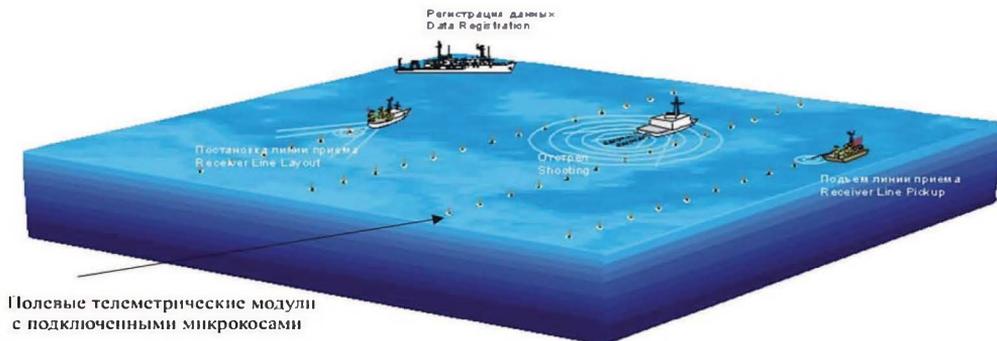


Рис. 1.40 – Схема производства сейсмической съемки 3D «радиотелеметрическим» методом



Рис. 1.41 – Четырехкомпонентные донные станции

- вокруг нефтегазодобывающих платформ;
- в местах с повышенными экологическими требованиями;
- в зонах интенсивного судоходства;
- на мелководье;
- в акваториях рек и в транзитных зонах.

Основные решаемые задачи:

- получение бесшовных разрезов «суша-море»;
- реализация масштабных площадных морских сейсморазведочных работ;
- проведение мониторинга разрабатываемых морских месторождений;

сыщенными толщинами и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами резервуаров.

Поэтому для решения главной задачи – прироста запасов углеводородов – были использованы возможности комплекса методов поиска углеводородов: сейсморазведка 2D и 3D, электроразведка ДНМО, геохимические методы, скважинная информация, включающая результаты ВСП, ГИС, исследования керна, газа и пластовых флюидов [26, 27].

В тектоническом отношении месторождение Варандей-море приурочено к акваториальной части вала Сорокина, составного элемента Варандей-Адзввинской структурной зоны, протягивающегося с юго-востока на северо-запад в море.

Месторождение Варандей-море открыто в 1995 г. в результате бурения скважины, установившей нефтеносность карбонатных отложений нижнепермско-каменноугольного возраста.

Местоположение первой скважины определено по результатам детальных сейсмических исследований 1989–1994 гг., качество которых, однако, обеспечивало решение лишь ограниченного круга геологических задач, в основном, структурного характера. Задачи по изучению особенностей строения сложнопостроенного карбонатного резервуара и оценке свойств продуктивных коллекторов требовали сейсмической информации более высокого уровня.

Структура Варандей-море была изучена сейсморазведочными работами МОВ ОГТ с сетью 1,0 x 2,0 км. Неисследованным остался узкий участок шириной около 3 км вдоль береговой линии, характеризующийся глубиной менее 10 м.

В результате бурения двух скважин вскрыты и опробованы нижнепермские и среднекаменноугольные горизонты. В ходе испытания скважины Варандей-море-1 из карбонатной толщи нижнепермско-среднекаменноугольных отложений получен фонтанный приток нефти. Установлено также нефтенасыщение пластов песчаника в отложениях кунгурского яруса нижней перми и нижнего триаса. По материалам ГИС и керна выделены нефтенасыщенные пласты песчаников визейского яруса и в подстилающих отложениях турнейского яруса (рис. 1.43).

При испытании скважины Варандей-море-2 промышленных притоков нефти не получено, хотя была отобрана смесь нефти и фильтрата бурового раствора. Нижний девон, продуктивный на сухопутных месторождениях, не вскрыт ни в одной из скважин.

С целью актуализации геологической модели месторождения Варандей-море – определения пространственных границ резервуаров УВ, уточнения местоположения и амплитуды разрывных нарушений, в 1997 году проведена пространственная (3D) сейсморазведка глубоководной части месторождения на площади 300 км².

В 1998 году для изучения геологического строения структуры в переходной зоне «суша-море» выполнены работы по методике 3D на площади 48 км². Кроме этого отработаны сухопутные профили через глубокие скважины месторождения Варандей-суша.

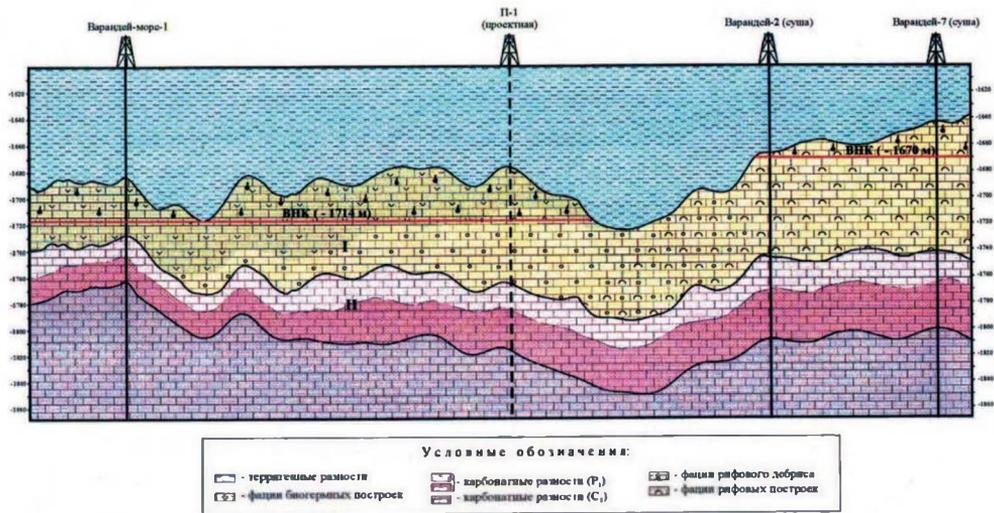


Рис. 1.43 – Геологическая модель нефтяной залежи месторождения Варандей-море по линии I-I' и корреляция с сушей

Таким образом, впервые в условиях арктического шельфа России выполнены комплексные сейсмические исследования 3D, позволившие решить поставленные геологические задачи, отработать методику работ в мелководной зоне.

Полевые исследования 3D проводились НИС «Академик Немчинов», трестом «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) совместно с компанией Cесо-Prakla. Техническая оснащенность судна и схема расположения навигационного геофизического оборудования при производстве морских работ показаны на рисунке 1.44.

В качестве приемного устройства использовались 4 цифровые сейсмические косы Nessie-3 (длина активной части – 3000 м, количество каналов – 240). Возбуждение колебаний осуществлялось попеременно с двух бортов групповыми источниками Bolt 1900 LL & 1500 LL Airguns (три линии по 8 пушек). Сейсморегирующая аппаратура – набортная цифровая система GDR 1000/Nessie. Расстояние между профилями (Inline) составило 25 м, размер ячейки вдоль профиля – 12.5 м, кратность накопления – 40. Привязка обеспечивалась интегральной навигационной системой Trimav 2.4.

Обработка данных выполнялась на вычислительном центре СМНГ в городе Мурманске в системе PROMAX 3D (версия 7) на компьютере SUN INTERPRISE-4000 следующей конфигурации: CPU – 4 шт. (250 MHz); память – 2048 МБт; диски – 164 ГБт; IBM-3590; DLT. Окончательный куб данных был проинтерпретирован на рабочей станции с использованием математики Seisworks.

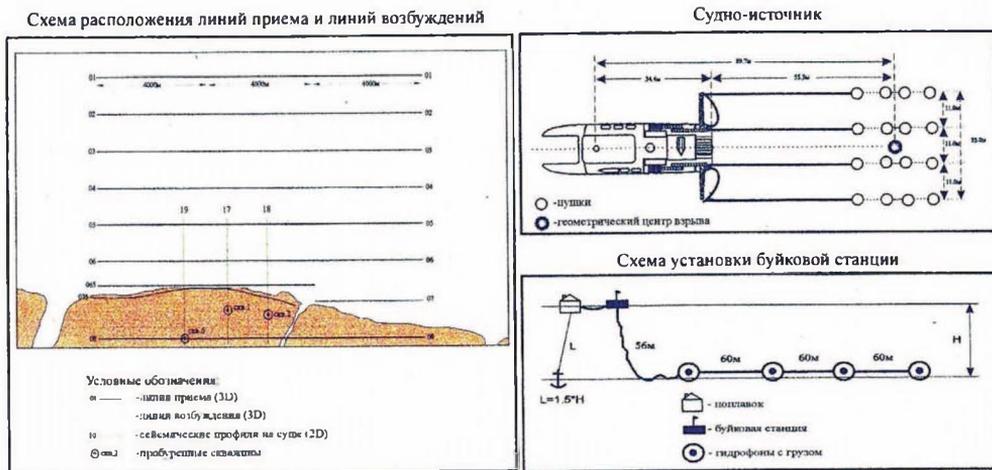


Рис. 1.44 – Схема расположения навигационного геофизического оборудования при производстве глубоководной съемки 3D

Seisworks – 3D фирмы Landmark. Фрагменты куба иллюстрируются на рисунке 1.45. Следует отметить повышение глубинности исследований, особенно на уровне комплекса отложений (S-D) и пространственной разрешенности данных по сравнению с материалами предшествующих съемок 2D.

Основные геологические задачи по работам 3D включали: детализацию структурных планов по нефтеносным и нефтеперспективным карбонатным горизонтам, прогноз коллекторских свойств резервуара, составление геологической модели месторождения.

Ранее на месторождении были проведены исследования 2D на нефтеперспективные карбонатные отложения силура – нижнего девона. По результатам сейсморазведочных работ 3D уточнена структурная поверхность в плане как детальности, так и трассирования основных структурно-тектонических элементов. Кроме выделения многочисленных локальных структурных ловушек, удалось закартировать перспективные зоны увеличения мощностей нефтеносной визейской и нефтеперспективных среднедевонской и нижнедевонской карбонатной толщ.

В результате интерпретации установлено наличие вертикальных тектонических движений вдоль основных разломов. Прогиб проявлялся в палеорельефе конца нижнего девона и позднего турнея, что привело к относительному увеличению мощностей среднедевонских (Варандейская свита) и визейских (бобриковский горизонт) отложений в сводовой части современного вала Сорокина. В позднекаменноугольное-раннепермское время территория представляла собой карбонатную платформу со слаборасчлененным рельефом. В сводовой, северной и восточной

частях современного вала существовали благоприятные условия для образования рифогенных построек и массивов северо-западного простирания.

Локальные колебания уровня моря в этот период приводили к частичному размыву и переотложению верхней части карбонатных отложений – обломочных известняков – в межрифовых зонах и пониженных частях карбонатной платформы. Окончательное формирование вала как положительной структуры произошло в конце триаса – начале юры.

По результатам бурения и геофизических исследований установлено, что нефтяная залежь приурочена к слоисто-массивному резервуару, строение которого существенно отличается от такового в скважинах прилегающей суши. Последний подразделяется на три разнородных по свойствам пласта (I, II, III). Основной пласт-коллектор I характеризуется наибольшей пористостью 13–14% и мощностью 38–44 м (рис. 1.46).

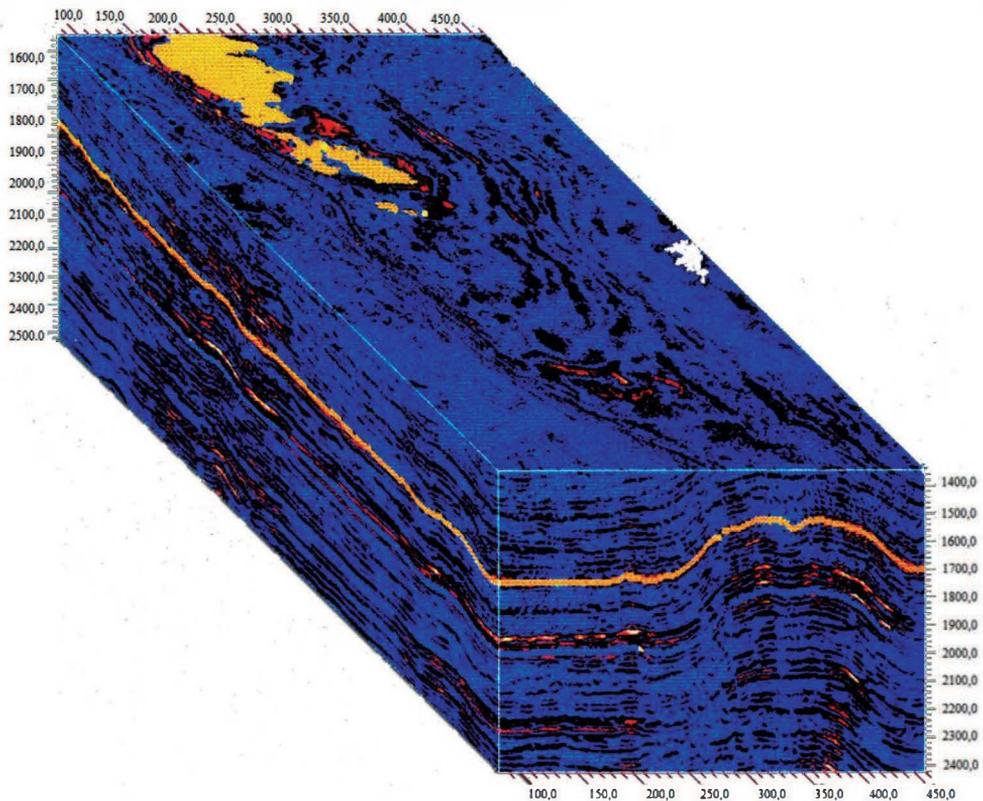


Рис. 1.45 – Временной куб данных, срезаемый на уровне нефтяного резервуара месторождения Варандей-море

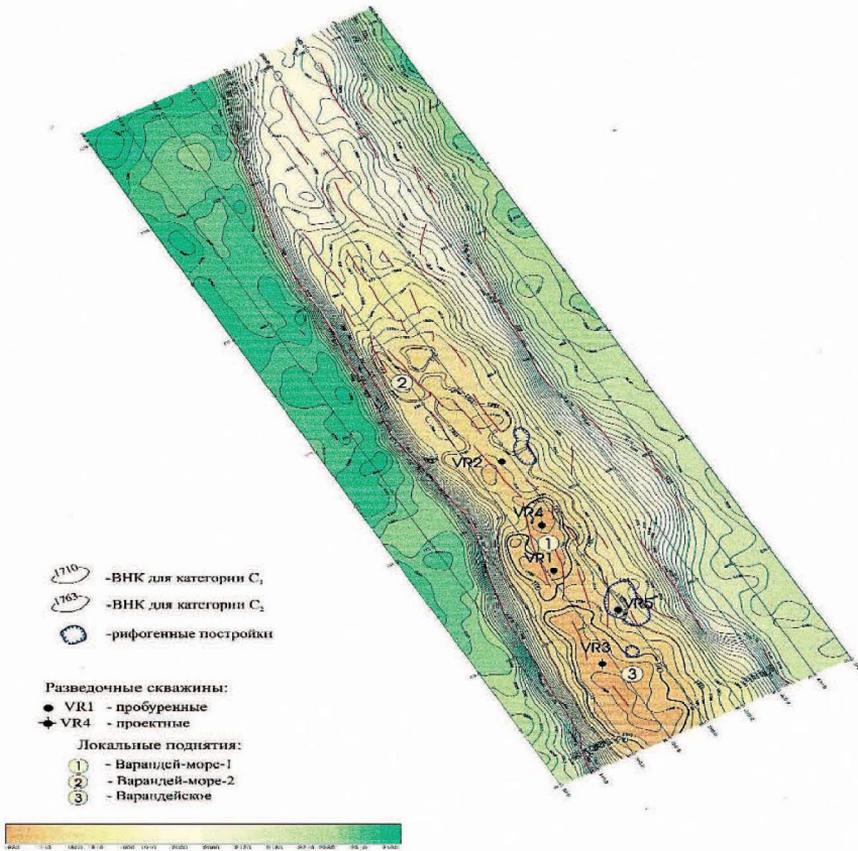


Рис. 1.46 – Карта глубин кровли нижнепермских карбонатов (кровля пласта-коллектора I)

Качество сейсмических данных позволило выделить его в виде самостоятельного объекта анализа. На рисунке 1.47 показано строение и положение резервуара в разрезе.

В результате изучения волнового поля установлена резкая неоднородность свойств резервуара в пределах площади месторождения, которая отображается специфическими особенностями сейсмической записи. Кроме того, выделены многочисленные карбонатные постройки, приуроченные, в основном, к северному участку площади исследований.

Для оценки физических свойств карбонатных коллекторов был использован математический аппарат для инверсии стандартного сейсмического куба в куб акустических жесткостей. Это позволило на основе корреляционной зависимости «жесткость-пористость» дать прогнозные оценки вариаций пористости для основного пласта-коллектора и резервуара в целом – и качественно оценить пе-

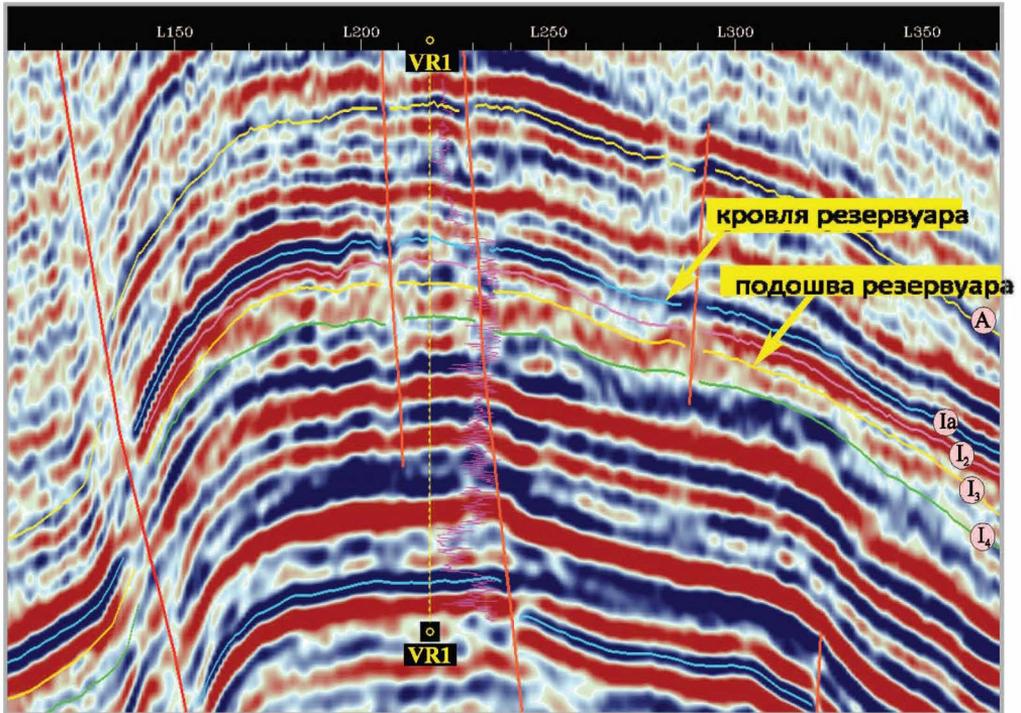


Рис. 1.47 – Фрагмент временного разреза через скважину Варандей-море-1

трофические свойства отдельных рифогенных построек, широко развитых в пределах пермо-карбонового комплекса.

Комплексный анализ изменения петрофизических характеристик резервуара в пределах контура нефтеносности показал, наряду с увеличением мощности, улучшение коллекторских свойств пород в нижней части раннепермских отложений, которые происходят к югу от скважины Варандей-море-1 в присводовую часть незамкнутой Варандейской структуры.

Здесь может быть развит аналог пласта-коллектора II. Предполагается, что его коллекторские свойства здесь могут быть выше, чем у основного коллектора I – и лучше, чем установленные в пробуренных скважинах. На представленном выше сейсмогеологическом разрезе, иллюстрирующем модель строения залежи, видно, что при условии массивно-сводового типа залежи и данной гипсометрии кровли карбонатного резервуара в пределах Варандейской структурной ловушки можно ожидать увеличение общей нефтенасыщенной мощности. Для уточнения параметров резервуара, необходимых для последующего подсчета запасов нефти, представляет интерес заложение скважины и в пределах рифогенной постройки, контролирующей локальную зону повышенной пористости.

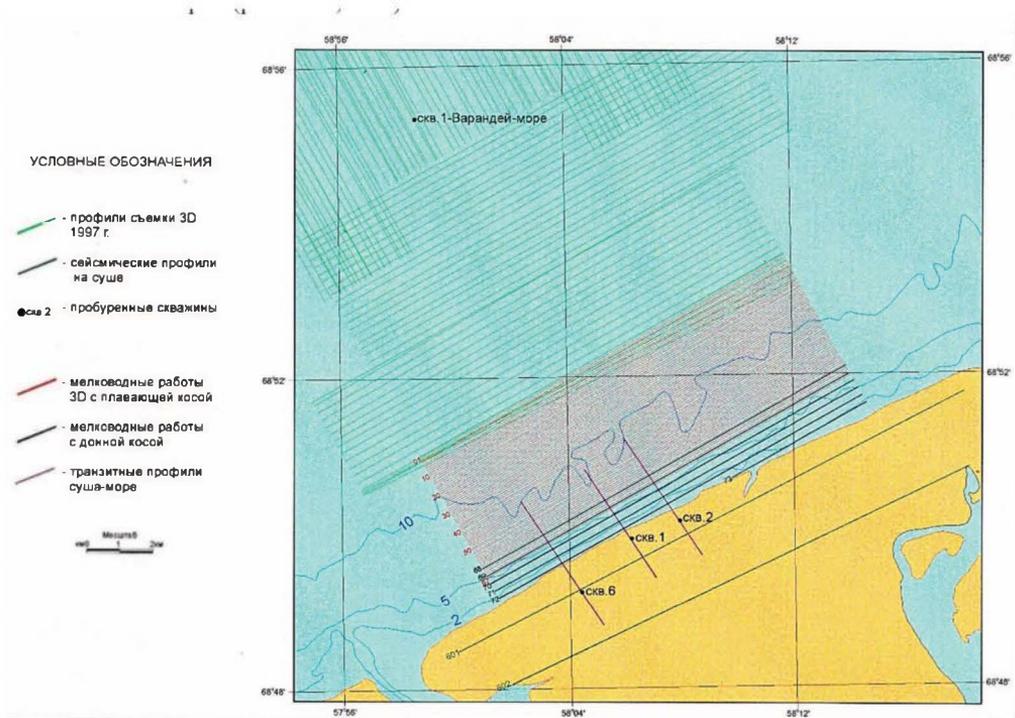


Рис. 1.48 – Схема обработки съемки 3D в переходной зоне «море-суша»

В связи с принципиальной важностью решения вопроса об уточнении глубинного строения и южного замыкания Варандейской структуры, продолжение которой предполагалось от площади работ в сторону берега (в переходную зону «море-суша»), в 1998 году в транзитной зоне были проведены сейсморазведочные работы методами пространственной (3D) и профильной сейсморазведки (2D).

Профили 2D отработаны для увязки разрезов морской части с изученным бурением разрезом наземной части вала Сорокина. При работах использовались мелководное судно НИС «Искатель» и гидрографическое судно «Горизонт». Площадь съемки 3D составила 46.1 км². Система наблюдений состояла из 8 линий приема длиной 12 км с расстоянием между линиями 600 метров (рис. 1.48, 1.49).

В качестве приемников использовались гидрофоны модели MP24 Fairfield industries и геофоны. Источником сигналов служили пневматические источники «Пульс-2» разработки НИИ Моргеофизики, сгруппированные в четыре линии по 6 пушек в каждой и расположенные на НИС «Искатель», который и служил в качестве судна-источника. Расстояние между линиями возбуждения составило 120 метров, интервал отстрела – 60 метров.

Сейсморегистрирующая аппаратура – телеметрическая система сбора информации Teleseis star фирмы Fairfield industries – располагалась на гидрографическом судне-базе «Горизонт». Размер бина составил 30*60 м, кратность накопления 30–60. Привязка съемки осуществлялась спутниковой навигационной системой GPS фирмы Trimble в дифференциальном режиме.

Цифровая обработка данных была выполнена на вычислительном центре треста СМНГ на том же обрабатывающем комплексе, с тем же математическим обеспечением, что и материалы глубоководной сейсморазведки 3D.

В результате был создан единый (сборный) куб данных, включающий частично сейсмическую информацию по относительно глубоководной части месторождения Варандей-море (захватывая скважину Варандей-море-1), мелководной переходной зоне «суша-море» и профили-связки, проходящие через наземные скважины. Интерпретация полученных данных позволила проследить продолжение Варандейской структуры в сторону суши, а также указать на явную тенденцию расширения контура нефтеносности к югу с увеличением мощности коллекторов – и улучшением их фильтрационно-емкостных свойств.

После завершения интерпретации данных съемки в транзитной зоне было рекомендовано бурение очередной разведочной скважины (глубина 2500 м) в пределах сводовой части Варандейской структуры для уточнения южной границы контура нефтеносности и размеров месторождения в целом (рис. 1.50).

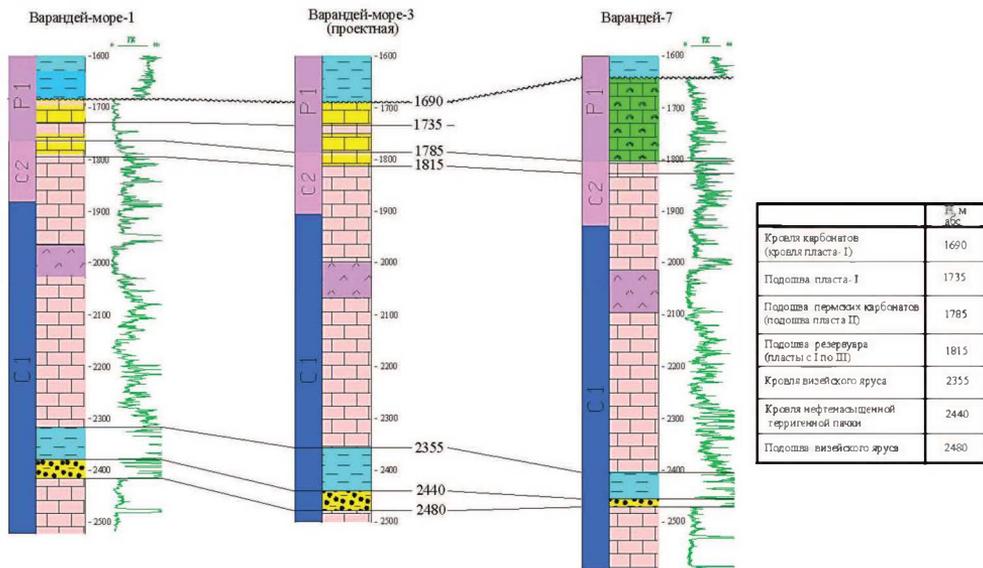


Рис. 1.50 – Прогнозный литоло-стратиграфический разрез через проектную скважину Варандей-море-3

1.13. Сейсморазведка в Обской и Тазовской губах Карского моря

Сейсморазведочная информация МОГТ является основной для выявления и картирования нефтегазоперспективных объектов и залежей УВ. Кроме определения структурного плана изучаемых территорий, сейсморазведка МОГТ с использованием процедур сеймостратиграфического анализа позволяет непосредственно оценивать строение осадочных толщ, выделять продуктивные и перспективные резервуары, оценивать их площадное распространение и эффективные толщины. И для акватории Обской и Тазовской губ сейсморазведочные данные МОГТ являются основой для картирования структурного плана, залежей и нефтегазоперспективных ловушек УВ (рис. 1.51).

В отличие от наземных сейсморазведочных работ на территории ЯНАО, структурные построения по которым имеют низкую точность, морские работы МОГТ позволяют картировать структурный план с высокой точностью. Это обусловлено отсутствием в акватории губ многолетнемерзлых пород, которые (при изменении толщин) вносят значительные искажения в структурные построения.

В связи с низкой геолого-геофизической изученностью акваторий губ и перспективой открытия в них месторождений углеводородов в 1996–1999 гг. здесь были проведены региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2D.

Это позволило выявить крутые положительные структуры (Каменномыска-я-море, Северо-Каменномыска-я). Полученные данные послужили основой для детальных площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в зоне сочленения Обской и Тазовской губ – и помогли подготовить к поисковому бурению ранее выявленные структуры Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и Адерпаютинское, Чуторьяхинское и Обское поднятия (рис. 1.52) [10]. Работы выполнялись предприятием «Севморнефтегеофизика».

В 2001 г. с целью выяснения характера перехода «суша-море» для сеноманских отложений месторождения Каменномысского-море проведены, в зоне предельного мелководья, сейсморазведочные работы 2D до изобаты 4 м по старт-стопной технологии с применением 3-километровой косы в объеме 320 пог. км. В 2002 г. работы были продолжены на глубинах менее 4 м с применением телеметрических буйковых станций FAIEFIELD и мелководных пневмоисточников Mini G-Gun.

Помимо работ в транзитной зоне месторождения Каменномысское-море, в сезоне 2001 г. в старт-стопном режиме были проведены работы МОВ ОГТ и на Южно-Обском участке Обской губы в пределах морского продолжения Новопортовской ступени и Харвутинско-Ямбургского мегавала [24].

В течение сезона 2003 г. на Северо-Каменномысском месторождении трехмерной съемкой с применением группового пневмоисточника Volt 2800LL-X об-

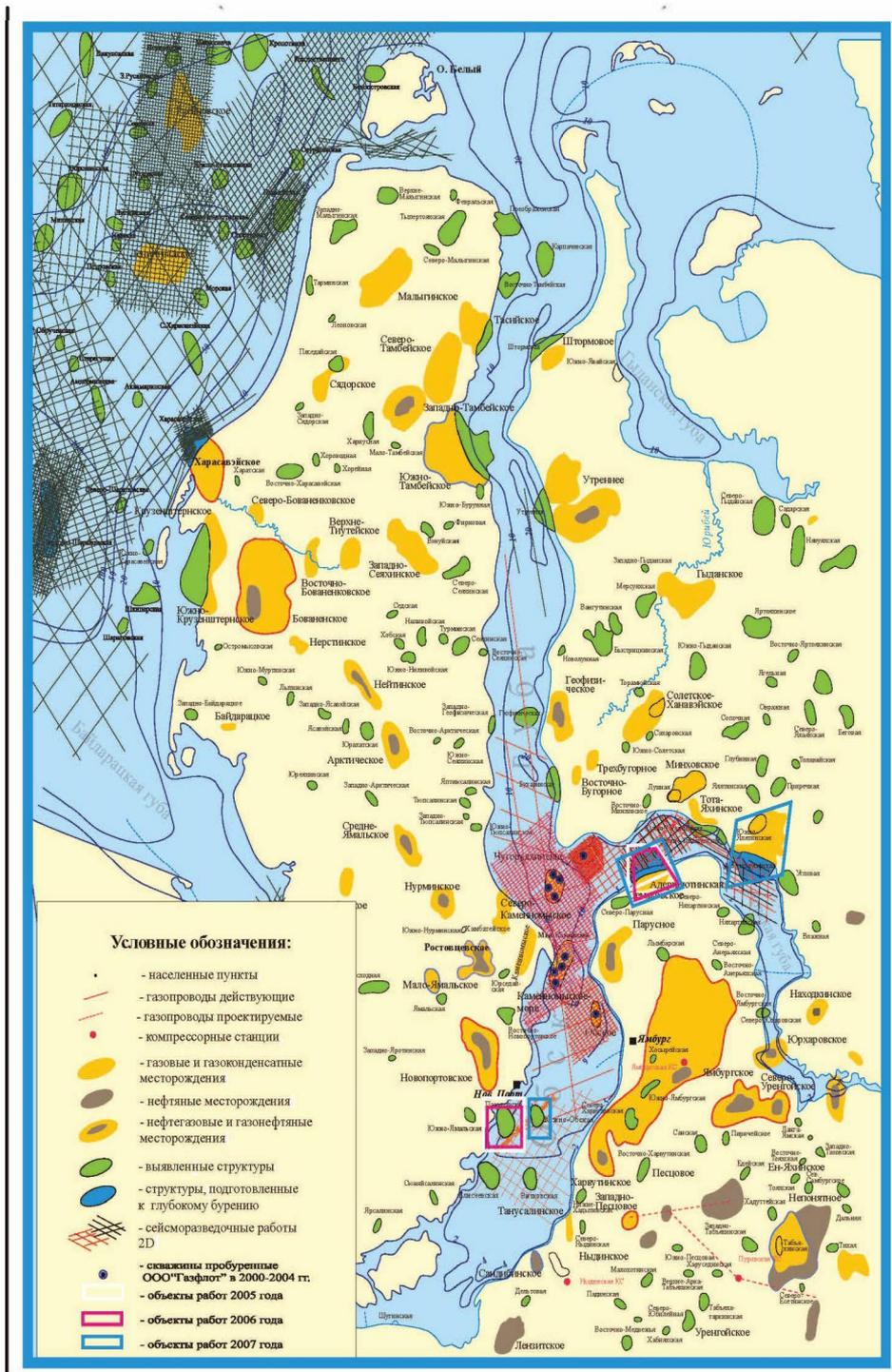


Рис. 1.51 – Обзорная карта района Обской и Тазовской губ Карского моря

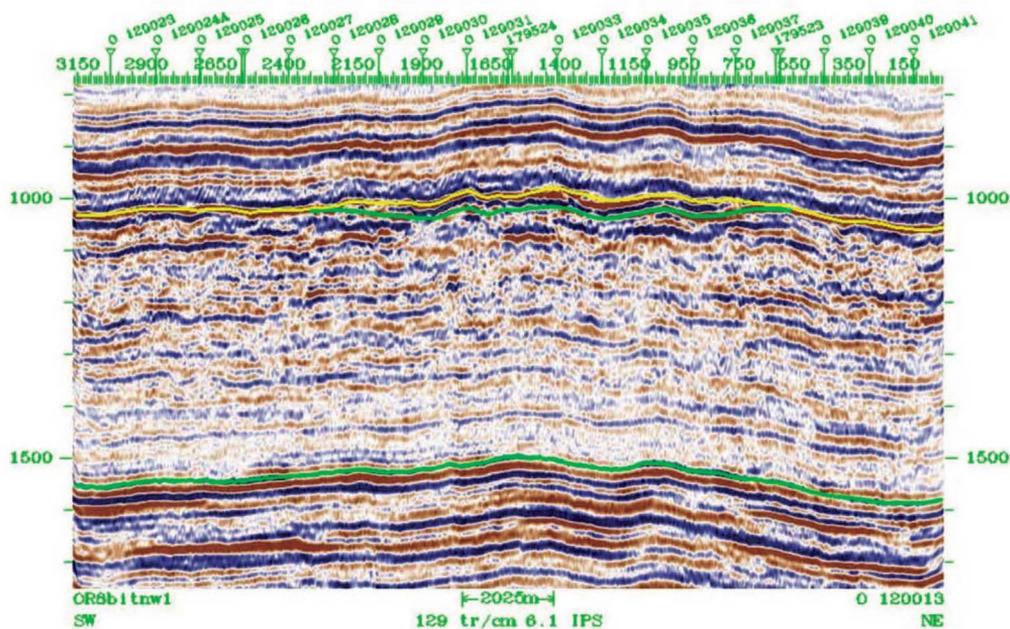


Рис. 1.52 – Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 120013 через Чугорьяхинское газовое месторождение в Тазовской губе

щим объёмом 745 куб. дюймов (12,2) ООО «Севморгео плюс» было отработано 600 км². Шаг точек ОГТ составил 25 x 25 м.

Глубина изучения разреза достигла 5 сек. Обработка сейсмических материалов выполнялась в вычислительном центре ООО «Геофизические системы данных» с использованием рабочих станций SUN и пакета ProMAX 3D. Интерпретация сейсмических и геологических данных выполнена с использованием математического обеспечения компании Landmark (рис. 1.53).

При анализе величины и изменений изучаемых временных интервалов выявлены четыре основных фактора, влияющих на оценку эффективных газонасыщенных толщин резервуаров.

Первый фактор – влияние сеноманской газовой залежи – выражается в увеличении временной толщины (Δt) интервала, верхней границей которого является горизонт Г (кровля сеномана) либо другой вышележащий горизонт. Увеличение Δt интервала связано с уменьшением интервальной скорости волн, проходящих через газовую залежь. Скорость сейсмических волн в газонасыщенных песчаниках на глубине 1000 м – приблизительно на 40% ниже, чем в водоносных. Таким образом, газонасыщенные песчаники вносят значительный вклад в изменение интервальных скоростей. Очевидно, чем больше толщина газонасыщенных песчаников, тем больше этот вклад.

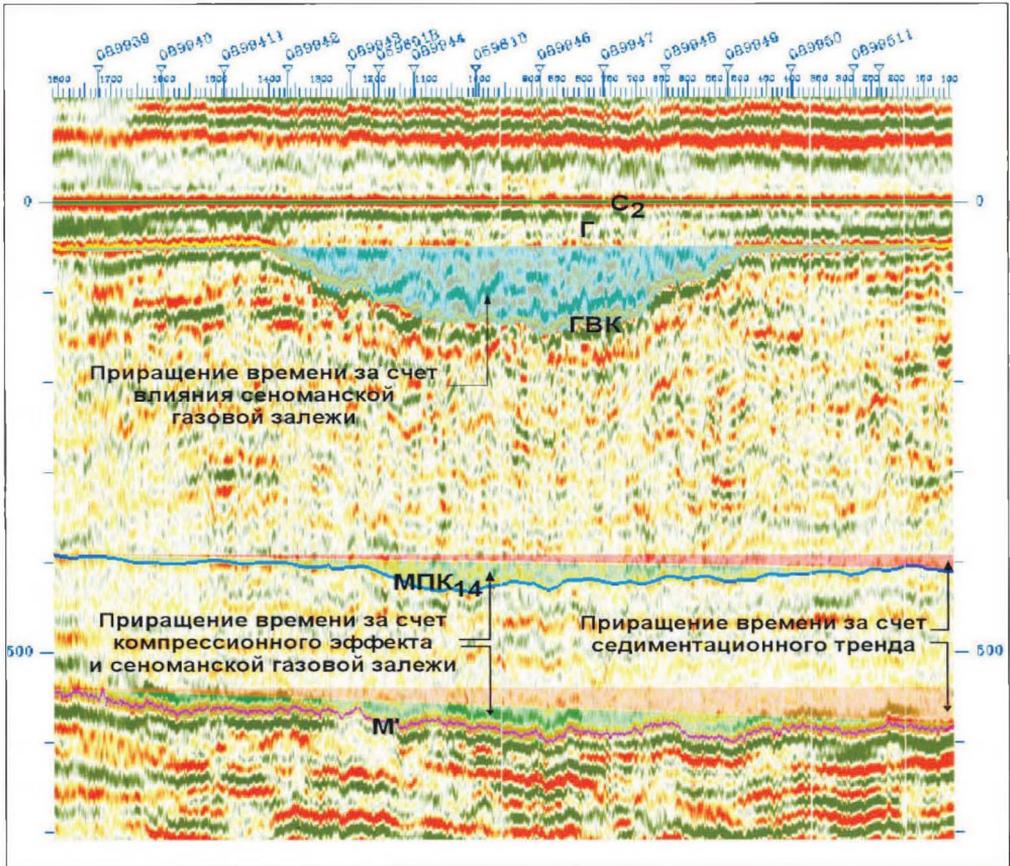


Рис. 1.53 – Фрагмент сейсмического разреза, выровненного на отражающий горизонт С2 (Северо-Каменномысское месторождение, акватория Обской губы). Цветовой маской показано влияние на величину интервального времени сеноманской газовой залежи, ее компрессионного эффекта и седиментационного тренда

Второй фактор – компрессионный эффект – выражается в уменьшении средних и интервальных скоростей в направлении от крыльев к своду структуры. Рассматриваемое явление связано с разуплотнением пород в верхней части осадочного чехла в сводах структур в результате растяжения и трещиноватости, сопровождающих тектонический рост антиклиналей. Определенный вклад, особенно на контрастных высокоамплитудных структурах, в компрессионный эффект вносит гипсометрическое положение рассматриваемого интервала. Известно, что при увеличении глубин уменьшается пористость, повышается плотность пород – что вызывает возрастание скоростей сейсмических волн.

Увеличение глубины стратиграфического интервала с 1000 до 1250 м дает прирост скорости волн приблизительно на 200 м/с. Компрессионный эффект высокоамплитудных структур на сейсмических разрезах выражается в том, что амплитуды поднятий по глубоким и приповерхностным горизонтам близки. В ряде случаев отмечается уменьшение амплитуд с ростом времен. Как правило, такое положение в сейсмических волновых полях не соответствует данным, получаемым по результатам бурения, по которым обычно фиксируется увеличение амплитуды структур с глубиной.

Сочетание компрессионного эффекта и влияния мощных сеноманских газовых залежей может обуславливать сложную морфологию и «прогнутость» глубоких горизонтов, что совершенно не соответствует геологической реальности. Подобная картина часто проявляется на сейсмических материалах по нефтегазоконденсатному Уренгойскому и другим месторождениям, характеризующимся наличием сеноманской газовой залежи и большой амплитудой поднятия.

Третий фактор, влияющий на изменение сейсмических временных интервалов между горизонтами, относится к разряду седиментационных. Он заключается в наличии угловых несоответствий залегания анализируемых поверхностей. На рисунке 1.52 приращение времен интервалов, вызванное седиментационным трендом, показано маской красного цвета. Седиментационный фактор легко исключить из приращения времен путем вычета из толщин интервала седиментационного тренда [32].

Четвертый фактор изменения величины интервалов связан с неоднородностями ММП. В зонах уменьшения толщины ММП, часто связанных с частичной протайкой мерзлых пород в долинах рек, на сейсмических разрезах фиксируются просадки горизонтов — и уменьшение интервальных времен между приповерхностными и глубокими горизонтами. В зонах повышенной толщины ММП наблюдается противоположная картина. Тем не менее, несмотря на сильное влияние неоднородностей ММП на статику, обусловленные ими интервальные изменения Δt слабы. При анализе небольших по величине временных интервалов влияние мерзлотных неоднородностей можно не учитывать.

С учетом вышерассмотренных факторов сделан прогноз наличия эффективных газонасыщенных толщин сеноманского резервуара в точках заложения скважин на Каменномыском-море, Северо-Каменномыском и Обском месторождениях (таблица 1.2).

Прогноз эффективных газонасыщенных толщин сеномана по сейсморазведочным данным сделан после бурения первых поисковых скважин на Северо-Каменномыском и Каменномыском-море месторождениях и до бурения на Обской и Чугорьяхинской площадях.

По каждому месторождению первоначально были определены контуры сеноманской газовой залежи по амплитудам отражающего горизонта Г и структурным

Таблица 1.2 – Результаты прогноза эффективных газонасыщенных толщин сеноманского резервуара на месторождениях Обской губы

Номер скважины, месторождение	$H_{\text{общ}}$ прогнозируемая (м)	$K_{\text{песч}}$ прогнозируемый (м)	$H_{\text{эф}}$ прогнозируемая (м)	$H_{\text{эф}}$ фактическая (м)	Ошибка прогноза, %	Примечания
2, Каменномысское-море	75	0,59	44,2	45,6	3,1	Прогноз с учетом данных по скв. 1
4, Каменномысское-море	83	0,63	52,3	51,6	1,3	Прогноз с учетом данных по скв. 1,2
2, Северо-Каменномысское	70	0,4	28,0	31,0	10,7	Прогноз с учетом данных по скв. 1
1, Обское	27	0,44	11,9	10,6	10,9	Прогноз без данных бурения

картам. Сеноманские газовые залежи находят четкое отражение в амплитудах волны Г, хотя, в зависимости от высоты залежи и коллекторских свойств сеноманского резервуара, закономерности изменения амплитуд разные – на Каменномысском-море месторождения они увеличиваются к центру залежи, на других месторождениях – снижаются. Но во всех случаях в зоне ГВК происходит резкий скачок амплитуд.

Далее по данным МОВ ОИГ построены карты временных толщин между отражающим горизонтом Г и отражающим горизонтом, связанным с ГВК сеноманской залежи. Затем с учетом интервальных скоростей в объеме залежи они были перестроены в карты залежи.

Легко заметить, что прогноз эффективной газонасыщенной толщины с учетом указанных факторов получился практически безошибочным по месторождению Каменномысскому-море и очень высоким (учитывая отсутствия данных бурения) по Обской площади.

С учетом сказанного можно сделать вывод, что основное влияние на вариации интервальных толщин оказывает эффект газовых залежей при их достаточно большой высоте и размерах. При бурении новых скважин точность прогноза, основанного на анализе временных толщин, будет существенно повышаться.

В результате трехмерной съемки на Северо-Каменномысском газовом месторождении построены карт изохрон и структурная карта в масштабе 1 : 50000 по отражающим горизонтам аптальбских, неокомских и юрских отложений. Комплексная интерпретация сейсмических, промыслово-геофизических и геологических данных позволила оценить с новых позиций седиментационную ситуацию, существовавшую в рассматриваемом регионе в сеноманский век.

Разработана смкостная модель еспоманских отложений Северо-Каменномысского газового месторождения. Уточнена геометрия структурных элементов, дан качественный прогноз коллекторов в структуре залежи, обосновано стрессие залежи.

ГЛАВА 2. Гравиразведка

2.1. Физико-геологические основы метода

Гравиметрическая разведка — один из геофизических методов, применяемых при геологоразведочных работах для изучения геологического строения территории, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых.

Первоначально являлась ведущим геофизическим методом прямых поисков месторождений УВ, с помощью которого за рубежом были открыты многие из них. Так, в Мичиганском НГБ из 37 открытых в 1950-е годы месторождений 29 были спрогнозированы по данным гравиразведки.

Поисковым признаком для гравиразведки служат локальные гравитационные минимумы, которые связываются с наличием залежей. Однако эти аномалии не дают информации о глубине залегания залежей. Это обуславливает уже упоминавшееся комплексирование с сейсморазведкой, что позволит получить практически все параметры прогнозируемого объекта: размеры, глубину залегания, возможно, и прогнозные запасы УВ.

В результате многолетних исследований было установлено:

- любым месторождениям нефти и газа соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии Δg ;
- контуры локальных минимумов Δg , определяемые по зонам изменений горизонтальных градиентов, соответствуют контурам залежей УВ, а в многопластовых месторождениях — внешнему контуру залежей;
- отображение месторождений в гравитационном поле не зависит от сложности геологического строения (за редким исключением — трапсы и некоторые другие случаи), от типа ловушки и коллектора;
- амплитуды локальных аномалий не зависят от глубины залегания залежей, а являются индикатором запасов УВ;
- пустые структуры, выраженные в гравитационном поле положительными аномалиями, не сопровождаются характерными для залежей УВ локальными минимумами, осложняющимися максимумами Δg .

По материалам гравиметрических и магнитометрических съёмок решаются следующие задачи:

- уточнение геологического строения территории;
- тектоническое районирование;
- выявление и трассирование разрывных нарушений;

- выявление потенциально перспективных участков на обнаружение скоплений УВ сырья;
- изучение глубинного строения Земли.

Основной величиной, измеряемой в гравиразведке, является ускорение свободного падения, которое для краткости называют силой тяжести. Силу тяжести, описываемую как $P = mg$, относят к единичной массе, т.е. притягиваемую к Земле массу принимают равной $m = 1$. Тогда значение силы тяжести численно равно значению ускорения свободного падения, т.е. $P = g$. Силу, действующую на единичную массу, называют также напряженностью поля, следовательно, по физическому смыслу силу тяжести можно рассматривать как напряженность гравитационного поля.

Единицей измерения сил тяжести является $\text{см}/\text{с}^2$, который называется галом в честь Галилея, впервые измерившего ускорение свободного падения ($1 \text{ Гал} = 0,01 \text{ м}/\text{с}^2$). В гравиразведке используются более дробные единицы миллигал (мГал) и микрогал (мкГал) – соответственно, 10^{-3} и 10^{-6} гала.

Физической основой применения гравиразведки для поиска УВ является наличие пониженной плотности в объеме залежи по отношению к остальной части пласта коллектора (на $0,1-0,25 \text{ г}/\text{см}^3$ – газовые залежи, на $0,1-0,15 \text{ г}/\text{см}^3$ – нефтяные), вызывающее аномальный отрицательный эффект от залежи за счет резкой смены флюида на контакте «УВ-вода», и вторичных изменений в породах, перекрывающих залежь.

Плотностные свойства пород на примере полуострова Ямал

Обобщенные данные по плотностным характеристикам пород осадочного чехла и фундамента полуострова Ямал по литературным данным, дополненным определениями физических свойств Н. А. Туезовой и Г. П. Агафоновой приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

В пределах полуострова Ямал наибольшее площадное распространение имеют породы фундамента со следующими средними значениями плотности: ультрабазиты – $2,83 \text{ г}/\text{см}^3$, эффузивы основного состава – $2,68 \text{ г}/\text{см}^3$, сланцы – $2,70 \text{ г}/\text{см}^3$, кварцевые порфиры – $2,66 \text{ г}/\text{см}^3$.

По результатам гравиметрических исследований выделены следующие основные плотностные границы.

1. Наиболее значимые гравитационные эффекты будут обусловлены плотностными неоднородностями в составе палеозойского фундамента: избыточная плотность пород интрузивных комплексов может достигать $0,12 \pm 0,19 \text{ г}/\text{см}^3$.

2. Плотностная граница «осадочный чехол – фундамент» избыточная плотность до $0,15 \text{ г}/\text{см}^3$.

Таблица 2.1 – Средние плотности пород стратиграфических подразделений чехла полуострова Ямал

Система	Ярус	Свита		Средние значения плотности по скважинам (г/см ³)			
				Уватской	Ханты-Мансийской и Фроловской	Сургутской	Атлынской
Pg	Олигоцен	Атлынская		1,95/98	2,05/10		
		Тавдицкая		2,07/60	2,08/8		
	Эоцен	Лилинворская		1,82/20	1,97/6		
	Палеоцен	Талицкая		2,08/16			2,18/23
	Маастрихт	Ганькинская		2,24/8	2,08/5		2,29/17
	Кампан						
	Сангон	Березовская					
	Коньяк			2,02/50	1,94/5	2,20/8	2,23/69
	Турон	Кузнецовская		2,23/13		2,24/2	2,35/10
	Сеноман	Уватская	Покурская	2,21/60	2,17/23		2,32/53
K	Альб	Ханты-Мансийская					
		Викуловская				2,26/29	2,36/105
	Апт	Комайская	Вартовская	2,36/82	2,24/37		2,50/11
	Готерив		Черкаюинская	2,35/61	2,20/4	2,40/2	2,55/63
	Валанжин		Ахская	2,47/12			
	Берриас		Тутлейнская	2,49/57	2,52/61	2,52/21	
	Волжский	Баженовская	Баженовская	2,35/2	2,19/1		2,45/1
	Оксфорд	Абалакская	Васюганская	2,57/1	2,63/1		2,56/6
J	Келовой						
	Тоарский		Тюменская		2,54/30		2,52/51
	Геттангский				2,44/17		

3. Непосредственно в осадочном чехле выделяются следующие плотностные границы:

- с положительной избыточной плотностью – кровля алымской свиты (0,14 г/см³), кровля ханты-мансийской свиты (0,12 г/см³), кровля кузнецовской свиты (0,13 г/см³).
- с отрицательной избыточной плотностью – кровля березовской свиты (-0,09 г/см³), кровля баженовской свиты (-0,18 г/см³).

Таблица 2.2 - Средние плотности пород фундамента полуострова Ямал

Порода	Плотности, г/см ³		
	Минимум	Максимум	Среднее
Граниты	2,38	2,73	2,53
Гранодиориты	2,34	2,70	2,55
Гранит-порфиры	2,39	2,46	2,4
Гранито-гнейсы	2,43	2,79	2,61
Гнейсы	2,61	2,73	2,67
Биотито-роговообманковый лампрофир	2,70	2,72	2,71
Габбро	2,59	2,85	2,67
Серпентиниты	2,47	2,8	2,59
Трахит-порфиры	2,44	2,64	2,55
Кварцевые порфиры	2,62	2,73	2,69
Диабазы	2,56	2,83	2,69
Эффузивы основного состава	2,59	2,93	2,81
Эффузивы среднего состава	2,55	2,79	2,66
Базальтовые порфириты (конгломерат)	2,24	2,63	2,53
Гравелиты	2,29	2,3	2,29
Известняки	2,61	2,69	2,64
Песчаники	1,93	2,72	2,41
Сланцы хлорито-мусков.	2,49	2,7	2,63
Сланцы окварцованные	2,58	2,73	2,67
Сланцы кварцево-слюдистые	2,48	2,68	2,59
Сланцы кремнистые	2,64	2,84	2,7
Сланцы кварцево-хлоритовые	2,25	2,46	2,36
Углисто-глинистые и глинистые сланцы	2,24	2,69	2,55
Песчано-глинистая порода (выветрелая)	2,26	2,31	2,28

Амплитуды и мощности локальных неоднородностей осадочного чехла составляют первые десятки метров, поэтому ожидаемые гравитационные эффекты – менее 1 мГал.

С точки зрения поисков УВ наиболее перспективными представляются участки гравитационного поля, пространственно приуроченные к локальным максимумам гравитационного поля со средней амплитудой до 1.5 мГал, хорошо коррелирующиеся от профиля к профилю, осложненные в своей купольной части относительными локальными малоамплитудными минимумами.

Максимум Δg связывается с эффектом от структуры (структурный эффект), отрицательное осложнение в купольной части положительной аномалии является косвенным признаком возможного наличия залежи УВ.

Аномальный отрицательный эффект появляется в данном случае за счет резкой смены флюида на контакте «нефть, газ – вода», т.е. наличия пониженной плотности в объеме залежи по отношению к остальной части пласта коллектора и вторичных изменений в породах, перекрывающих залежь, — или же за счет разуплотнения пород в своде структуры.

Разуплотнение пород также является одним из возможных признаков нефтеносности, так как разуплотнение в сводовой части может служить признаком улучшения коллекторских свойств.

Зоны нарушений проявляются в гравитационном поле в виде интенсивных и протяженных градиентных зон, цепочек узких отрицательных аномалий, грабенообразные прогибы – в виде протяженных отрицательных аномалий или цепочек отрицательных локальных аномалий как в наблюдаемом, так и в трансформированных полях.

Таким образом, с точки зрения поисков УВ, основными объектами исследований являются пологие тектонические поднятия осадочного чехла, нередко приразломного типа, образование которых обычно связывают со знакопеременными вертикальными подвижками кристаллического фундамента (рис. 2.1). Последние происходят вдоль плоскостей тектонических разломов, нарушающих сплошность консолидированных масс. Имеющийся фактический материал по разным районам подтверждает, что большинство локальных малоамплитудных структур приурочено к зонам разломов. Кроме того, нередко с подобными разломами часто связаны магматические проявления.

Выполнение гравиметрических работ по профилям, совмещенным с профилями сейсморазведки, необходимо для построения согласованных плотностных моделей с использованием различных обрабатывающих комплексов, в том числе Geosoft, КОСКАД [19].

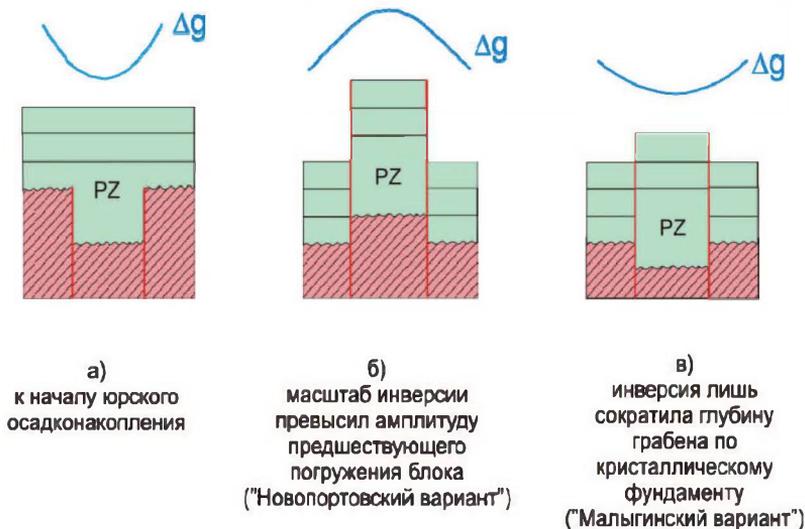


Рис. 2.1 – Принципиальная схема соотношений блоков кристаллического фундамента, осадочного чехла и локальных аномалий Δg

Результаты гравиметрических наблюдений применяются для уточнения расчёта статических поправок с помощью гравиметрических данных, пункты и шаг наблюдений должны совпадать с пунктами приёма (через один пикет) при сейсморазведочных работах.

Полевые и камеральные гравиметрические исследования позволяют решить следующие задачи:

- компенсировать временные сдвиги, вызванные скоростными неоднородностями в ВЧР, — и, таким образом, значительно повысить прослеживаемость целевых отражающих горизонтов и точность глубинных построений;
- получить дополнительную информацию о строении верхних и средних слоев осадочного чехла.

Высокоточная гравиметрическая съёмка позволяет уверенно картировать крупные месторождения УВ, которым, как показано на примере Обско-Газовского района Западной Сибири (рис. 2.2), отвечают очень интенсивные минимумы Δg , тогда как менее значительные объекты характеризуются минимумами гораздо меньшей амплитуды.

Гравиразведка условно различается:

- по стадиям процесса: региональная и детальная;
- по условиям работ: наземная, подземная, морская (донная, надводная, мелководная [транзитная зона]), скважинная, аэрогравиметрическая;
- по характеру: площадная (по регулярной и нерегулярной сети) и профильная;
- по типу приборов: съёмка с гравиметрами (абсолютными и относительными), вариометрами, градиентометрами.

Региональная гравиразведка применяется для решения геологических задач:

- тектонического и литолого-петрофизического районирования крупных регионов при геологическом картировании;
- картирования геологических зон и структур для выделения участков проведения детальных работ.

Детальная гравиразведка применяется для решения таких поисковых (поисковая съёмка) или разведочных (разведочная съёмка) геологических задач, как:

- изучение тектонического строения отдельных нефтегазоносных территорий;
- изучение тектонического строения и геолого-геофизическое картирование кристаллического фундамента для выделения перспективных участков рудопроявления;
- прослеживание крупных залежей полезных ископаемых или пород, вмещающих и контролирующих полезные ископаемые;
- выявление локальных структурных форм, благоприятных для скопления полезных ископаемых, и непосредственно залежей полезных ископаемых (нефти, газа, руды, угля и т. д.), прослеживание разрывных нарушений;

2.2. Методика и техника гравимагнитных наблюдений в море

Морская гравиразведка по своим физико-геологическим основам не отличается от наземной. Современная техника морской гравиразведки позволяет проводить исследования с геофизических судов практически на любых глубинах шельфовой зоны. Морские гравиразведочные работы комплексуются с морскими сейсморазведочными и магниторазведочными работами с целью изучения геологического строения акватории и установления благоприятных структур для формирования в них залежей нефти и газа.

Методологически морские гравиразведочные работы обычно проводятся в площадном варианте по сети ортогональных профилей.

Гравиметрические исследования проводятся при региональных, поисково-оценочных и детальных работах в комплексе с сейсморазведочными работами различных модификаций – с целью изучения региональных особенностей геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и подготовки выявленных структур к глубокому бурению.

Для проведения морской гравиметрической съемки в настоящее время используют отечественный гравиметрический комплекс «Чекан-АМ» производства «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор»» (рис. 2.3, таблица 2.3).

Современная аппаратура имеет погрешность определения Δg в $\pm (0,03 \div 0,05)$ мГал на суше и $\pm (0,08 \div 0,13)$ мГал на море. Эффекты от залежей



Рис. 2.3 – Гравиметр мобильный «Чекан-АМ»

Таблица 2.3 – Технические характеристики гравиметра

Параметр	Значение
Отсчетная точность	0,01 мГал
Цикл измерений	1 сек
Диапазон измерений	> 10 Гал
Пределы допускаемой абсолютной погрешности	± 1 мГал
Чувствительность (цена деления)	0,01 мГал
Постоянная времени гравиметра	от 35 до 100 с
Скорость смещения нуля-пункта гравиметра	< 3 мГал/сут
Погрешность определения скорости смещения нуля-пункта:	
априорная оценка	0,1 мГал/сут
апостериорная оценка	0,05 мГал/сут
Погрешность гиросплатформы:	
статическая	< 30"
динамическая	< 15"
Время готовности	24 ч
Потребляемая мощность	< 700 Вт
Габаритные размеры	$\varnothing 430 \times 638$ мм
Масса:	72 кг

УВ составляют от $-(0,2-0,4)$ мГал у небольших месторождений до -14 и более мГал у крупных, что позволяет прогнозировать их наличие по данным высокоточных и среднемасштабных съёмок, отслеживая характерные отрицательные аномалии Δg .

Калибровка гравиметрической аппаратуры

На каждый гравиметрический комплекс должны быть оформлены действующие акты калибровок, проверок и определения (подтверждения) характеристик, выполненные изготовителем прибора, либо в сертифицированной лаборатории, либо в лаборатории подрядчика при соответствующих полномочиях.

Предрейсовая подготовка гравиметров должна быть выполнена не более чем за два года до дня предполагаемого окончания съемки — и должна включать:

- эталонирование;
- определение динамических параметров;
- испытания на стенде вертикальных ускорений;
- испытания на стенде горизонтальных ускорений;
- испытания на орбитальном стенде.

Рекомендуется по окончании полевых работ выполнять повторное эталонирование гравиметра. В случае длительных полевых работ (более полугодя) по их окончании должно быть выполнено повторное эталонирование гравиметра.

Требования к гравиметрической лаборатории

Если гравиметрический комплекс не является установленным стационарно на судне, то его установка на борт судна выполняется только в порту перед началом съемки. Начало полевых работ без выполнения опорных наблюдений во время стоянки судна в порту не допускается.

Гравиметрический комплекс устанавливается в лаборатории, близкой к метacentру корабля (рис. 2.4).

Площадь лаборатории – не менее 10 м². Обязательно наличие кондиционера. Температура должна поддерживаться $24^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}$. Влажность воздуха – не более 98%.

Поверки и опорные наблюдения в порту

Поверки гравиметрической аппаратуры и опорные (причалные) наблюдения морскими гравиметрами выполняются в период съемки при каждой стоянке в порту у причала, но обязательно – перед началом съемки и по окончании съемки. Период между опорными наблюдениями (фактическая продолжительность рейса) не должен превышать интервала, обеспечивающего линейное сползание нуля-пункта согласно спецификациям производителя.

В ходе опорных наблюдений необходимо выполнять замеры высоты гравиметра относительно поверхности моря и причала, а также записывать глубину моря по показаниям судового эхолота.

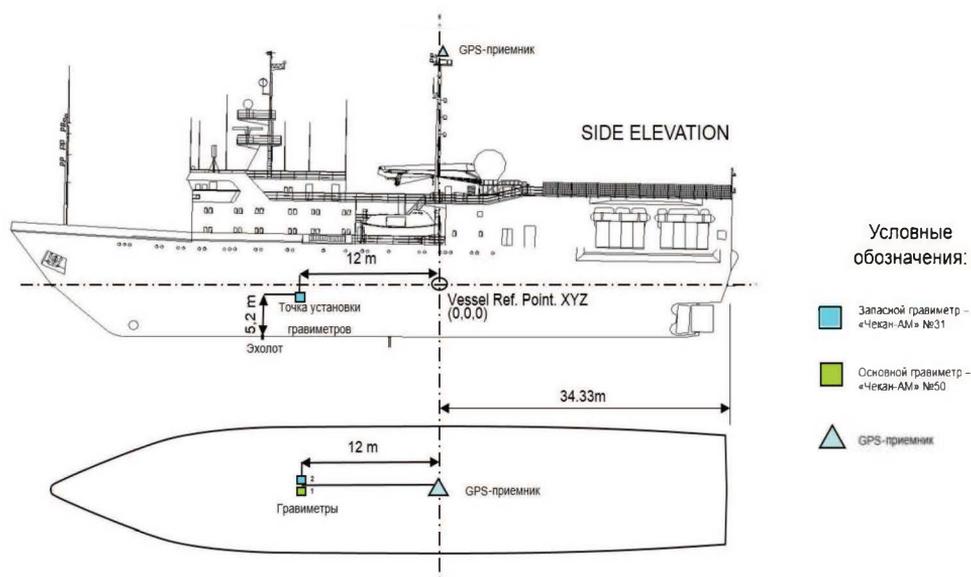


Рис. 2.4 – Схема расположения гравиметрической аппаратуры на судне

Координаты места опорных наблюдений должны быть определены по системе GPS – и должна быть составлена подробная схема с указанием места стоянки судна в порту и расположения гравиметра на судне.

Опорные наблюдения гравиметрами типа «Чекан-АМ» выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Рекомендуется начинать опорные наблюдения через 30 мин после швартовки судна – и заканчивать за 30 мин до начала движения судна. Рекомендуемая минимальная продолжительность опорных наблюдений – не менее 1–1,5 суток без учета монтажных работ и прогрева.

При продолжительной стоянке судна в порту опорные наблюдения рекомендуется вести круглосуточно, с ежедневными кратковременными перерывами для сохранения файлов данных. Длительность опорных измерений, по возможности, должна быть кратна 24 ч, чтобы исключить влияние прилива. В процессе опорных наблюдений необходима регистрация изменений температуры в месте установки гравиметра.

По результатам опорных измерений вычисляются следующие данные:

- скорость смещения нуля-пункта гравиметра (контролируется по точкам пересечения профилей) S (мГал/сутки);
- опорное значение силы тяжести G_0 (мГал).

Обязательно составляются графики изменения глубины моря опорных измерений (фактическая глубина воды рассчитывается по данным эхолота).

Дрейф (смещение нуля-пункта) морского гравиметра должен проверяться каждый раз, когда судно возвращается в порт.

В случае постановки судна на разные стоянки в порту – и, тем более, при заходах в разные порты, то есть при наличии двух и более точек опорных наблюдений морского гравиметра, удаленных друг от друга более, чем на 500 м, – для обеспечения внутренней увязки гравиметрических данных необходимо произвести измерение приращений силы тяжести между ними. При расположении точек опорных наблюдений морского гравиметра в пределах 500 м по согласованию с заказчиком измерение приращения силы тяжести между стоянками судна может не проводиться.

Привязка к опорной сети

Гравиметрическая съёмка выполняется в условном уровне.

В случае наличия двух и более точек опорных гравиметрических наблюдений (постановка судна у разных причалов, заходы в разные порты), удаленных друг от друга более чем на 500 м, для обеспечения внутренней увязки гравиметрических данных необходимо обеспечить измерение приращений силы тяжести между ними – либо установив непосредственную гравиметрическую связь, либо посредством привязки к международной опорной гравиметрической сети IGSN-71 или

государственной гравиметрической сети каждой из опорных точек с использованием наземного гравиметра.

Такие привязки должны быть выполнены для всех пунктов опорных наблюдений в ходе данной съемки, в любое время в период съемки, но не позднее начала демобилизации.

При наличии опорного гравиметрического пункта мировой опорной гравиметрической сети IGSN-71 или государственной гравиметрической сети в пределах 500 м от точки опорных наблюдений морского гравиметра по согласованию с заказчиком привязка может не проводиться. Решение о проведении привязки и выбор процедуры привязки должны быть согласованы с заказчиком до начала мобилизации.

Проведение измерений на профилях

Гравиметрические измерения проводятся в попутном режиме по сети профилей сейсморазведки, расстояния между которыми определяются масштабом съемки и решаемыми задачами. Возможно проведение измерений по одному или нескольким профилям.

В ходе съемки должна проводиться непрерывная одновременная цифровая регистрация гравиметрических, навигационных и батиметрических данных, сопровождающаяся синхронизированными отметками времени с шагом не более одной секунды. Частота регистрации гравиметрических данных – 10 Гц.

Точность плановой планово-высотной привязки пунктов измерений определяется масштабом съемки. Для среднемасштабных и детальных съемок рекомендуемые точности составляют: точность высотной привязки гравиметра – не хуже ± 1 м, точность плановой привязки – не хуже ± 1 м, частота регистрации координат точек измерения и высоты – не менее 10 Гц.

Регистрация навигационных, гравиметрических и магнитометрических данных проводится как одновременно с сейсмической съемкой на профилях (режим онлайн), так и во время переходов между профилями и/или маневров судна (режим офлайн), при наличии кондиционного навигационного – обеспечения и при условии удовлетворительного качества гравимагнитных данных. В процессе окончательной обработки производится отбраковка офлайн данных по критериям качества и информативности. Отбракованные данные обрабатываются и добавляются к окончательным наборам данных.

Процесс регистрации гравиметрических данных может прерываться только вне основных съемочных профилей, для архивирования данных, ежедневных проверок, тестирования, обслуживания или реконфигурации системы.

Записи данных съемки должны содержать, как минимум, следующие показания:

- дата, время по Гринвичу (GMT) – часы, минуты, секунды;

- навигационные данные: широту, долготу, курс судна, скорость судна, изменение высоты гравиметра относительно невозмущенного уровня моря;
- значения глубины моря относительно невозмущенного уровня моря;
- шикет профиля (пункт взрыва, shotpoint);
- показания гравиметра, позволяющие вычислить относительное приращение силы тяжести и необходимые динамические поправки;
- вертикальные и горизонтальные ускорения;
- параметры системы гравиметра, вывод которых предусмотрен конструкцией (например, температуру гравиметрического датчика, наклоны чувствительных осей);
- давление и температура помещения, в котором установлен гравиметр.

Форматы цифровой записи данных гравиметрической съемки представляются на утверждение представителю заказчика перед началом съемки.

Полевая документация и процедуры контроля качества

В ходе гравиметрической съемки оператор гравиметрической аппаратуры заполняет и поддерживает полевые журналы, в которых своевременно регистрируются все значимые события, имеющие прямое или косвенное отношение к гравиметрической съемке, – включая рабочую готовность всех датчиков и записывающих устройств, погодные и морские условия. Особое внимание уделяется событиям, которые могут отрицательно повлиять на качество гравитационных данных.

Оператор гравиметрической аппаратуры должен ежедневно, не нарушая процесса регистрации данных, проводить и регистрировать в журнале перечисленные ниже проверки (в зависимости от типа гравиметра):

- проверку синхронизации счетчика измерительного микровинта (Spring Tension counter) и показаний управляющего компьютера;
- проверку синхронизации времени системы регистрации гравиметрических данных и управляющего компьютера гравиметра со временем GPS;
- проверку работы термостата гравиметра;
- проверку напряжения питания;
- проверку давления и температуры гравиметрического датчика;
- проверку работы гиросtabilизированной платформы;
- проверку рабочего состояния вспомогательного и регистрирующего оборудования;
- проверку уровня масла в компенсаторах для сглаживания вибраций (примерно раз в месяц);
- проверку наличия свободного места на устройствах цифровой регистрации данных.

В случае отклонения проверяемых параметров от номинальных значений оператор выполняет необходимые настройки. Запрещается проводить настройки па-

раметров менее чем за 30 минут до начала профиля, в ходе профиля или в течение 30 минут после окончания профиля. Информация о выполненных настройках параметров должна фиксироваться в журнале.

Качество гравиметрических данных оценивается в ходе съемки оператором визуально, по видимой амплитуде вариаций выходных сигналов гравиметра. Оценка дополняется характеристиками условий наблюдения — описанием погодных условий, ориентации судна к волнению и численными оценками возмущающих ускорений по показаниям датчиков гравиметрической системы. Оценки заносятся в журнал, как минимум, в начале и конце профиля, — а также в ходе профиля, если условия наблюдения меняются.

Оценка качества проводится в море по сопоставлению рядовых и повторных измерений — и измерений в точках пересечений рядовых и секущих профилей. Кроме этого, оценка качества гравиметрических измерений проводится по сопоставлению измерений с ранее выполненными (внешний контроль).

В ходе гравиметрической съемки дрейф (смещение нуля-пункта) гравиметрической системы оценивается по сравнению опорных наблюдений в портах — и не должен превышать 3 мГал в месяц, за исключением периода непосредственно после установки прибора на борту судна.

Скорость судна во время съёмки не должна превышать 5 узлов (превышение скорости допускается на отрезке не более 0.5 км).

Темп маневрирования судна на переходах с галса на гале не должен превышать 5 град./мин.

В процессе гравиметрической съемки изменение скорости судна не должно превышать ± 1 узла за минуту — и в среднем не более ± 0.5 узла для всей длины профиля.

Курс судна не должен изменяться больше, чем на $\pm 1,5^\circ$ градуса в минуту (рыскание судна).

До начала регистрации данных судно должно двигаться по прямой в течение, по крайней мере, 12 минут или 3-х километров. Во время движения по прямой скорость отклонения курса не должна превышать 2 градусов в течение минуты.

2.3. Обработка гравиразведочных данных

Данные измерений, полученные в процессе работ, заносятся в линейно-ориентированную ежесекундную базу данных и обрабатываются пакетом обработки Oasis Montaj (Geosoft, inc.) (рис. 2.5).

Далее выполняются следующие процедуры обработки гравиметрических измерений:

- загрузка гравиметрических и навигационных данных в базу данных с шагом дискретизации записи гравиметра;

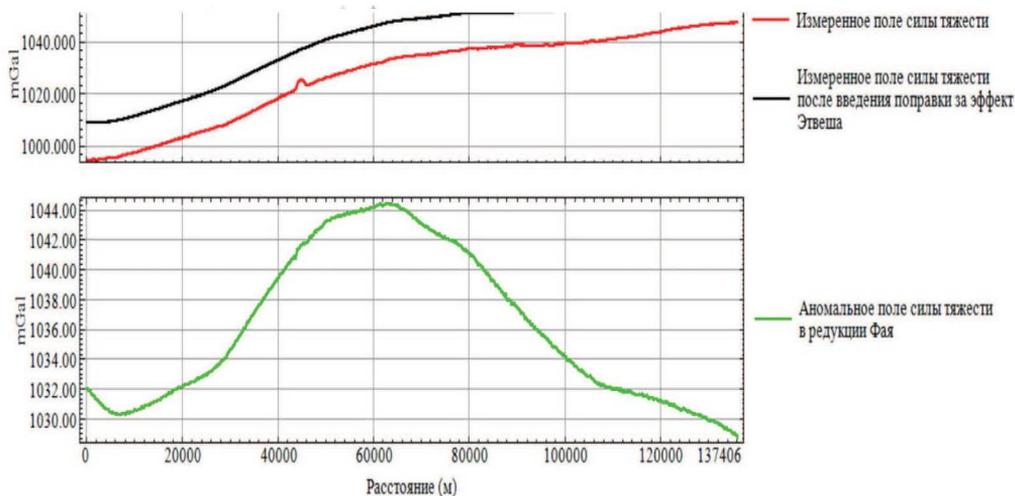


Рис. 2.5 – Первичная обработка гравиметрических данных

- оценка дрейфа (смещение нуля-пункта) гравиметра по результатам опорных наблюдений;
- отбраковка ошибочных или некондиционных данных;
- введение поправки за эффект Этвеша, вычисленной по координатам;
- введение поправки за нормальное поле Земли с использованием Международной формулы нормального распределения силы тяжести 1980 г. (1980 Geodetic Reference System formula);
- расчет аномалий поля силы тяжести в редукции в свободном воздухе, предварительное уравнивание (увязка) аномалий силы тяжести в редукции в свободном воздухе, статистический анализ «невязок» до и после уравнивания в точках пересечений профилей.

Поправка за эффект Этвеша рассчитывается по формуле:

$$\delta \text{ этв} = 7,502 \left(\frac{\Delta \lambda}{\Delta T} \right) \cos^2 \varphi + 0,0041V^2$$

где φ – средняя широта места корабля на период измерения,
 Δ – приращение долготы (мин. дуги) за интервал времени ΔT (час),
 V – средняя скорость носителя на интервале времени 5 мин., узл.
 Наблюдаемое значение силы тяжести вычисляется по формуле:

$$G_H = G_i - G_0 \cdot C \cdot (T - T_0)$$

где G_0 – значение силы тяжести на опорном пункте,

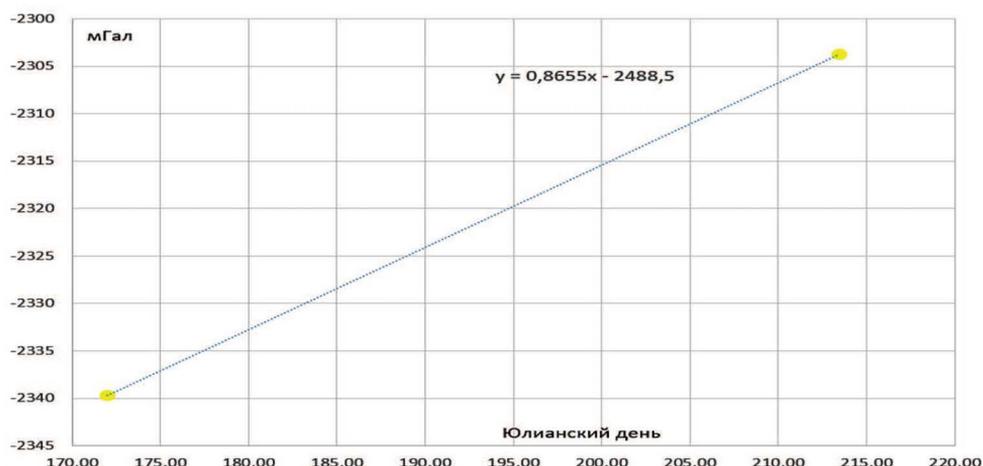


Рис. 2.6 – Расчет поправок за смещение нуля-пункта гравиметра

G_i – отсчеты по гравиметру на i -ом морском пункте,

C – коэффициент смещения нуля-пункта соответственно.

За отсчет по гравиметру на опорном пункте (G_0) берется среднее значение по результатам опорных измерений с учетом смещения «нуль-пункта» гравиметра (рис. 2.6). Контроль за смещением «нуль-пункта» гравиметра производится по измерениям в точках опорных гравиметрических пунктов.

Оценка среднеквадратической погрешности (СКП) гравиметрической съемки выполняется по формуле:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta i^2}{2n}}$$

где Δi – разность значений между рядовым и секущим профилем в точке пересечения,

n – количество точек пересечения.

На рисунке 2.7 представлена картограмма «невязок» аномального гравитационного поля в свободном воздухе после ввода поправок и предварительного линейного уравнивания/

После проводится оценка погрешности гравиметрической съемки по повторным наблюдениям (рис. 2.8).

По результатам обработки строятся карты графиков гравитационного поля в редукции в свободном воздухе в условном уровне (рис. 2.9).

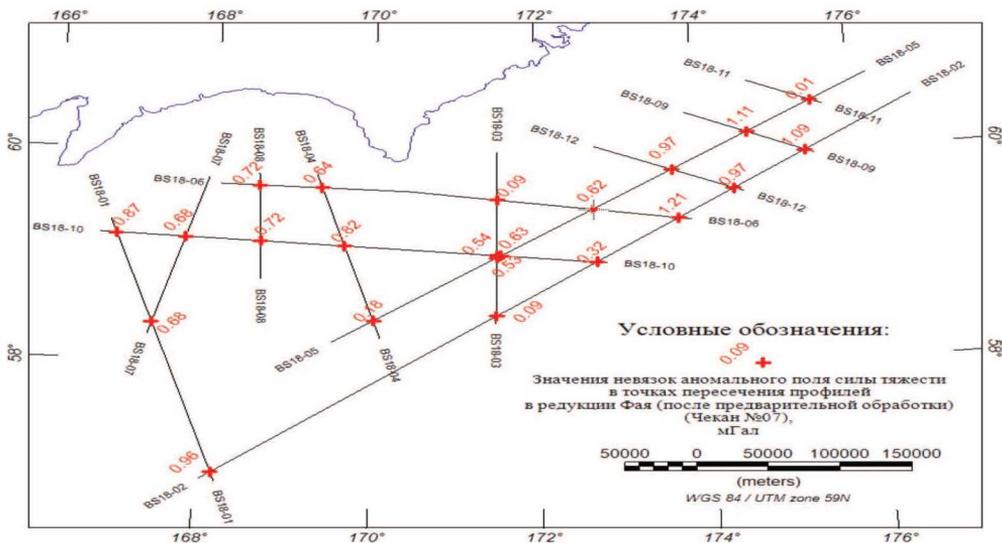


Рис. 2.7 – Картограмма «невязок» аномального гравитационного поля в свободном воздухе после ввода поправок и предварительного линейного уравнивания

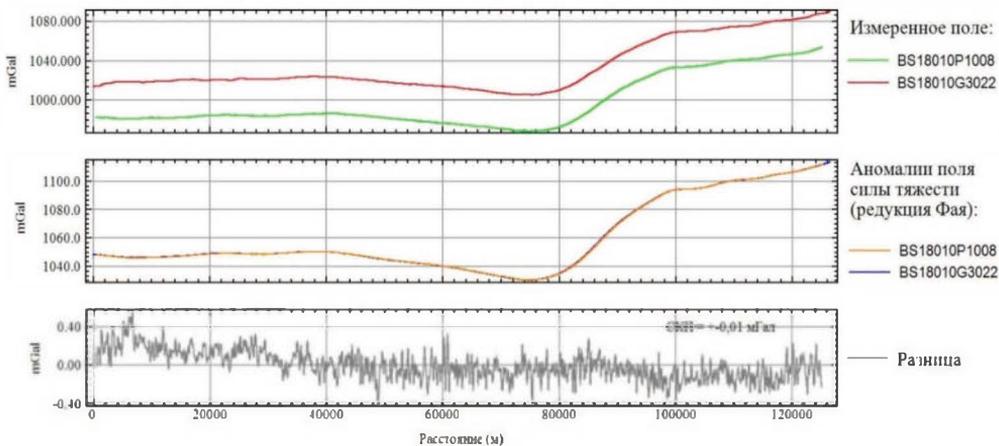
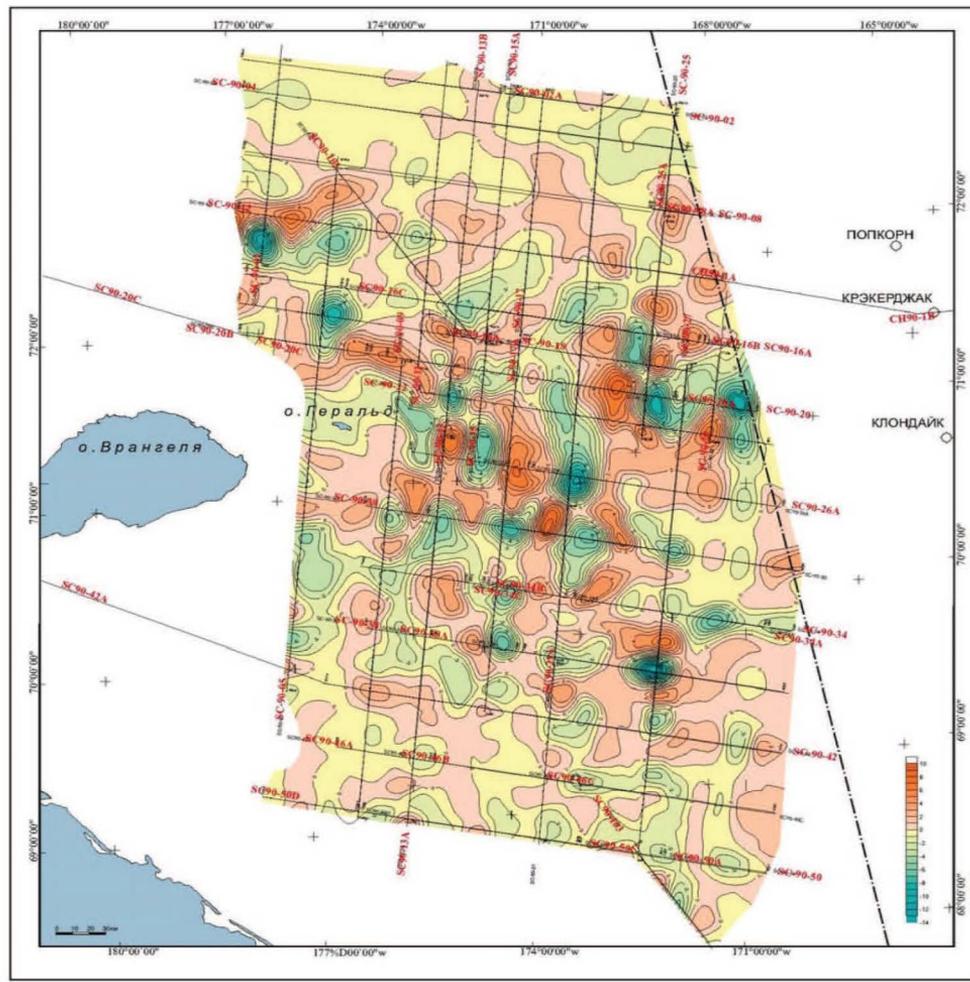


Рис. 2.8 – Оценка погрешности гравиметрической съемки по повторным наблюдениям



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|---|
|  | изоаномалы остаточных аномалий силы тяжести |
|  | геофизический профиль |
|  | скважина и её название (пробурены в американском секторе Чукотского моря) |
|  | граница России - США (конвенция 1867 года) |

Рис. 2.9 – Схема остаточных аномалий гравитационного поля Северо-Врангелевского бассейна

2.4. Результаты применения гравиразведки на шельфе Арктики

К современному обрамлению Северного Ледовитого океана, уже известного высокопродуктивными нефтегазоносными бассейнами, такими как бассейны северного склона Аляски, Баренцева и Карского морей, Тимано-Печорский, Западно-Сибирский, принадлежат также бассейны моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и российского сектора Чукотского моря. Наиболее близкими к ним, как территориально, так и по геологическому строению, являются бассейны Аляски. В северной части Аляски уже открыт ряд нефтяных и газовых месторождений [20].

Акватория Чукотского моря расположена в переходной зоне от континента к океану – и с позиции эволюции литосферы находится на стадии пассивной окраины континента.

В результате выполненного комплекса геофизических исследований в настоящее время получен богатый материал, который дал возможность оценить регион с точки зрения наличия осадочных бассейнов, выполненных осадочными толщами терригенных и терригенно-карбонатных отложений, перспективных в отношении углеводородов.

Полученные данные подтвердили наличие в южной части Чукотского моря Лонгско-Чукотского осадочного бассейна, значительно расширили представление о Северо-Чукотском бассейне и позволили сформировать представление о структуре Северо-Врангелевского бассейна.

Строение Северо-Врангелевского, Северо-Чукотского и Лонгско-Чукотского бассейнов изучено в пределах площади комплексных геофизических (гравиметрических) исследований (рис. 2.9).

Гравитационное поле участка работ носит преимущественно мозаичный характер – и лишь в центральной части площади вдоль профиля 5С-90-21 выделена линейная зона отрицательных аномалий силы тяжести.

По степени дифференциации гравитационного поля можно выделить 3 зоны, пространственно совпадающие с положением крупных морфоструктур. В северной части площади преимущественно слабоотрицательное остаточное гравитационное поле свидетельствует о наличии большой мощности осадков и отсутствии или слабом влиянии латеральных плотностных изменений. В Северо-Врангелевском бассейне дифференциация остаточного гравитационного поля возрастает, и здесь выделяются локальные минимумы северо-восточного и субмеридионального простирания, отражающие гипсометрию фундамента и плотностные неоднородности его блоков.

Наибольшая интенсивность остаточного гравитационного поля, отмеченная в пределах Чукотской платформы и вдоль границ Врангелевско-Геральдской гряды, отражает напряженную тектонику и положение блоков фундамента. В южной части площади остаточные гравитационные аномалии обоих знаков имеют преимущественно изометричную форму и небольшую амплитуду – и пространственно совпадают с локальными поднятиями и прогибами.

Для оценки природы гравитационных аномалий было выполнено моделирование плотностного разреза по отдельным профилям. В качестве исходных моделей

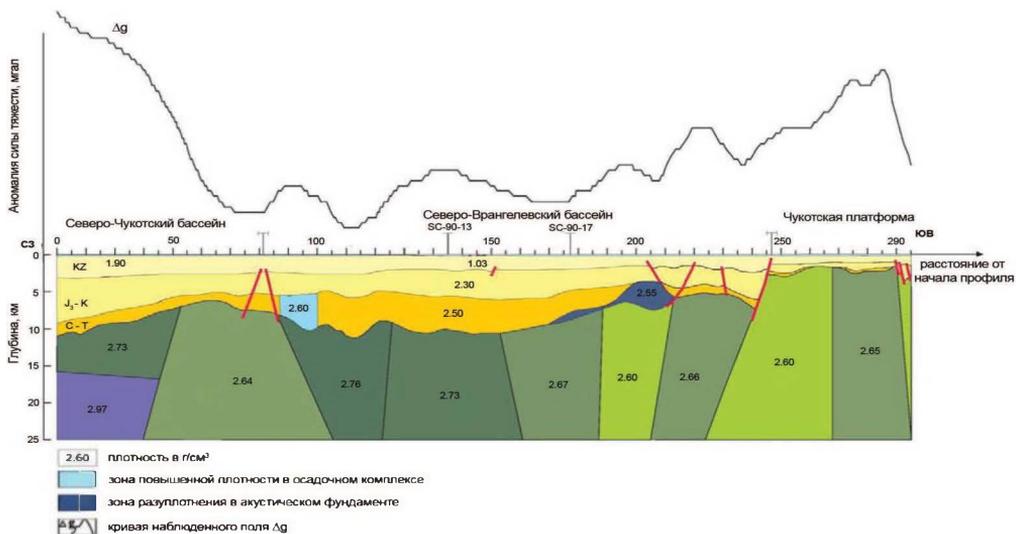


Рис. 2.10 – Глубинный геолого-геофизический разрез по профилю SC-90-12

использованы глубинные сейсмические разрезы. В связи с большой мощностью осадочных отложений в Северо-Чукотском бассейне здесь учитывался градиент возрастания плотности с глубиной.

Моделирование показало, что выделение в акустическом фундаменте блоков с различной плотностью позволяет вполне удовлетворительно решить задачу изучения плотностной характеристики геологического разреза [14].

В результате моделирования среди осадочных пород были выделены зоны различной плотности, связанные с литологическими особенностями (рис. 2.9).

При моделировании была реализована гипотеза, согласно которой аномальный гравитационный эффект связан с суммарным влиянием утонения коры и наличием плотной палеорифтовой «подушки».

При моделировании по профилю SC-90-12 (рис.2.10) среди осадочных пород элсмирского комплекса выделена зона повышенной плотности пк. 80, возможно, связанная с литологическими особенностями. На этом же профиле выделена зона разуплотнения в акустическом фундаменте, которая может быть связана с трещиноватостью пород (пк. 200).

По результатам гравимагнитных поисковых работ на шельфе Охотского моря установлено распределение полей силы тяжести, которое отражает основные особенности строения фундамента и осадочного чехла северо-восточного Сахалина. Интерпретация этих данных приведена на схеме остаточных аномалий силы тяжести части (рис. 2.11) и глубинном геологическом разрезе, отражающем плотностную модель по профилю 3281941 (рис. 2.12).

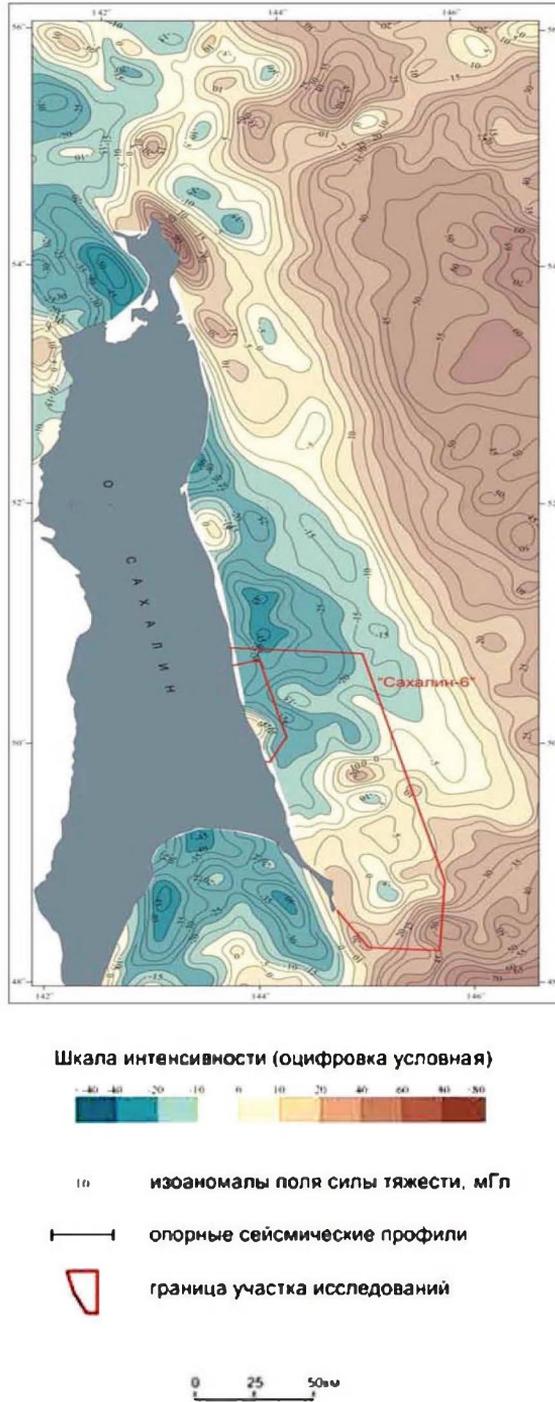


Рис. 2.11 – Схема остаточных аномалий силы тяжести части Охотского моря

ГЛАВА 3. Магниторазведка

3.1. Физико-геологические основы метода

Магнитная разведка (магниторазведка) — один из методов разведочной геофизики, основанный на изучении изменений геомагнитного поля в пространстве, возникающих вследствие различной намагниченности горных пород. Большинство горных пород относятся к слабомагнитным или практически немагнитным. Магнитное поле над такими комплексами горных пород имеет спокойный, слабопеременный характер. Повышенная намагниченность горных пород обуславливает интенсивные магнитные поля, называемые аномальными. Изучая выявленные аномальные поля и отдельные локальные аномалии, можно определить по ним контуры распространения, форму и размеры, глубину залегания и другие параметры геологических тел. По спокойным, слабопеременным, так называемым нормальным полям, можно определить контуры распространения вмещающих пород.

Сущность магниторазведки заключается в измерении и последующем истолковании магнитного поля. В сочетании с другими геолого-геофизическими и геохимическими методами исследований магниторазведка решает широкий круг задач на всех этапах геологоразведочных работ — от мелкомасштабного геологического картирования до крупномасштабных поисков и разведки месторождений.

Данные магнитной съемки дают представления общего регионального изучения отдельных районов и больших территорий. Магнитные аномалии, отображая собой области и зоны распределения более магнитных пород, тем самым вскрывают тектоническую структуру исследуемых районов, позволяют разграничивать области осадочных пород от изверженных — и определять не только отдельные тектонические направления и зоны разломов, но и глубины до этих магнитных изверженных, преимущественно ультраосновных или сильно метаморфизованных древних кристаллических магнитных пород.

Физико-геологические основы магниторазведки зависят от дифференциации горных пород по магнитным свойствам. Присутствие минералов с повышенными магнитными характеристиками определяет магнитную восприимчивость и намагниченность пород.

Основным магнитным параметром горных пород является магнитная восприимчивость — N , коэффициент пропорциональности между интен-

сивностью намагничивания J и напряженностью намагничивающего поля T .

$$J = N \cdot T$$

Магнитная восприимчивость характеризует способность горных пород намагничиваться под воздействием внешнего магнитного поля. Магнитную восприимчивость измеряют в 10^{-5} ед. СИ, для горных пород она изменяется — от 0 до 10 ед. СИ [Ю.Н. Воскресенский].

3.2. Магнитное поле Земли и элементы магнетизма

Согласно теории Ампера, основное магнитное поле создается электрическими токами, протекающими в жидком ядре Земли. Современные теории геомагнетизма исходят из предположения, что геомагнитное поле создается и поддерживается за счет так называемого динамо-механизма.

При вращении Земли и наличии слабого межпланетного магнитного поля происходит усиление электрических токов за счет наложения магнитных полей. Это, в свою очередь, приводит к усилению результирующего магнитного поля и т.д. Процесс будет повторяться до тех пор, пока не возникнет стационарное магнитное поле, и различные динамические процессы не уравновесят друг друга. Таков в общих чертах механизм образования магнитного поля Земли.

По результатам многочисленных измерений в различных точках земной поверхности и вблизи нее обнаруживается магнитная сила, устанавливающая магнитную стрелку по направлению, близкому к меридиональному. Пространство, в каждой точке которого проявляется действие магнитной силы Земли, называется геомагнитным полем.

Магнетизм — одна из форм материальных взаимодействий, возникающих между движущимися электрически заряженными частицами. Известно, что при пропускании электрического тока по проводнику вокруг него образуется магнитное поле. Горные породы основного и ультраосновного состава и железосодержащие руды являются источниками высокоинтенсивных магнитных полей. Проявление магнетизма геологических объектов также объясняется движением электрических зарядов.

Любое вещество состоит из атомов отдельных элементов. В свою очередь, атомы состоят из ядер и электронов, вращающихся вокруг атомного ядра по определенным орбитам. Обладая отрицательным электрическим зарядом, электрон в результате вращения по орбите вокруг ядра создает орбитальный магнитный момент. Кроме того, электрон вращается вокруг своей оси и соз-

даст так называемый спиновый (от английского слова to spin — вращать) магнитный момент.

Установлено, что намагниченность вещества обуславливается согласной ориентировкой спиновых и орбитальных магнитных моментов атомов. Таким образом, магнетизм присущ практически всем газообразным, жидким и твердым телам. Пространство, в котором действуют силы магнетизма, называется магнитным полем.

Поскольку характер движения микрочастиц стабилен во времени, каждую частицу и в целом атом можно считать элементарным постоянным магнитом [31].

Напряженность магнитного поля T представляет собой силу притяжения или отталкивания, действующую на пробный заряд, помещенный в данную точку внешнего магнитного поля.

Напряженность магнитного поля характеризует поле, не искаженное влиянием среды, т.е. определяет тот вклад в магнитную индукцию, который дают внешние источники поля.

Магнитная восприимчивость горных пород

Магнитные свойства магматических пород определяют магнетизм их твердой фазы. Высокую и повышенную магнитную восприимчивость этого компонента объясняют наличием в его составе: магнетита, гематита, минералов титаномагнетитовой и гемоильменитовой серий. Реже такие значения можно связать с содержанием в твердой фазе магемита, якобита, магнезиоферрита и пирротина. Эти минералы появляются как одновременно с образованием породы, так и в процессе ее жизни. Важнейшими из них являются магнетит, титаномагнетиты и гемоильмениты; они возникают практически во всех изверженных породах на разных стадиях магматического процесса [В.Н. Кобранова, 21].

Состав и свойства интрузивных пород определяют термобарические и окислительно-восстановительные условия, а следовательно, глубину кристаллизации расплава; на их состав влияет также темп кристаллизации магмы. При медленной кристаллизации расплава, за счет распада титаномагнетитов и гемоильменитов на последних ее стадиях возникают магнетит и гематит. Быстрое охлаждение магмы способствует сохранности титаномагнетитов в породе. Охлаждение магмы вызывает процессы: 1) расплава твердых расплавов титаномагнетитов, 2) высоко- и низкотемпературного их окисления, 3) превращения катион-дефицитных титаномагнетитов.

При окислении гемоильменитов возникают гематит и гемоильменит другого состава. Высокотемпературное окисление силикатных минералов также может приводить к возникновению магнетита и гематита.

Концентрация легко намагничивающихся минералов в излившейся лаве тем значительнее, чем меньше скорость ее остывания. От состава пород, содержания в

них железа концентрация легко намагничивающихся минералов в магматических породах зависит мало.

Появление легко намагничивающихся минералов в ультраосновных породах нормального ряда с высоким содержанием железа чаще всего связано со вторичными поздне- и постмагматическими процессами, например, с серпентизацией.

Сравнение свойств ферромагнетиков в кислых, средних и основных породах показывает, что: 1) удельная магнитная восприимчивость их возрастает с увеличением размеров зерен, 2) приведенная к одинаковому размеру зерен начальная удельная магнитная восприимчивость N тем больше, чем меньше в этих минералах окиси титана.

Для интрузивных комплексов магнитные свойства всех пород обусловлены ферромагнитными или как ферри-, так и парамагнитными минералами. Кислые, средние, основные и ультраосновные породы имеют разности от практически немагнитных до сильно магнитных (таблица 3.1).

Магнитная восприимчивость магматических пород варьирует от десятков (n) до нескольких сотен тысяч ($n \cdot 10^5$) долей единицы СИ. Диапазон изменения значений N определяется, в основном, составом первоначальных расплавов, термобарическими и окислительно-восстановительными условиями происхождения и жизни пород.

Средние значения N возрастают от кислых к основным и ультраосновным группам пород.

Минералы, преобладающие в основных *интрузивных* породах и в их переходных разностях (габбро-диабазы), очень слабо (некоторые из пироксенов, оливин, эпидот, мусковит и хлориты) и слабо (роговая обманка, авгит, гиперстен, биотит и др.) магнитны. Практически немагнитные минералы представлены основными плагиоклазами. Поэтому магнитность основных пород в известной степени создается слабомагнитными минералами.

Основными носителями магнетизма неизменных основных пород ранней и средней стадий являются первичный магнетит и титаномагнетиты с содержанием до 2–6%.

Как известно, скорость остывания *эффузивных* пород обуславливает наличие в них не только магнетита, но и титаномагнетитов, особенно в основных породах. Титаномагнетиты $Fe_{3-x}Ti_xO_4$ при $0 < x < 1$ и окисленные катион-дефицитные титаномагнетиты являются главными легко намагничивающимися минералами эффузивных пород основного состава (базальты, диабазы) как континентального, так и глубинного океанического происхождения.

Главные породообразующие минералы *осидочных* пород: кварц, полевые шпаты, кальцит, доломит, гипс, ангидрит, галит, силивин и другие – диа- или парамагнитны; второстепенные: биотит, пирит, ильменит, сидерит, хлорит, глинистые минералы – пара- или параферромагнитны; акцессорные: магнетит, маггемит, ге-

матит, гетит, гидрогетит, гидрогематит и лепидокрокит — ферро- или ферримангнитны. Таким образом, магнетизм осадочных пород связан в основном с их акцессорными минералами.

Магнитная восприимчивость пород осадочного чехла (включая руды) находится в пределах $(-3) \cdot 10^5$ – 50 – 10^{-3} ед. СИ (см. табл. 3.1). В значительных пределах изменяется у отдельных типов осадочных пород. При этом у глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов преобладают разности со сравнительно низкой магнитной восприимчивостью в пределах $12,5$ – $125 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ, а у известняков, доломитов и мергелей – разности с $x = (1,25 \div 30) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ.

Максимальные значения x установлены у песчаников и алевролитов вблизи источников сноса, и они обусловлены относительно высокой концентрацией магнетита. Повышенная магнитная восприимчивость [$(125$ – $625) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ] наблюдается у некоторых сидеритово-обломочных пород.

Наименьшей магнитной восприимчивостью (обычно $< 30 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) обладают известняки, доломиты, ангидриты, гипсы, каменная соль и угли. Ангидриты, гипсы, каменная соль, чистые разности известняков, угли, содержащие в основном диамагнитные минералы, могут быть также диамагнитны.

Магнитная восприимчивость *метаморфических* пород изменяется примерно в тех же широких пределах, что и магматических. Эти породы бывают от практически немагнитных до сильномагнитных (см. табл. 3.1).

Незначительная магнитная восприимчивость характерна для метаморфических пород, происходящих из практически немагнитных осадочных (глинистые сланцы, филлиты, кристаллические сланцы, параамфиболиты, кварциты, парagneйсы, мрамор и др.) или из практически немагнитных магматических (гранитогайнейсы и др.) пород.

Очень высокие значения магнитной восприимчивости (обычно свыше $7500 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) наблюдаются у железистых кварцитов (джеспилитов), в изобилии содержащих мелкую вкрапленность магнетита и гематита – или иногда прослой гематита, роговиков, серпентинитов, ортоамфиболитов, скарнов, магнетитовых сланцев.

3.3. Методика морской магниторазведки

Магнитометрическая съемка выполняется в дифференциальном режиме с использованием двух датчиков магнитометра, следующих друг за другом. Датчики магнитометра должны буксироваться в таком положении, которое обеспечит минимум электромагнитных помех от судна и забортного сейсмического оборудования (рис. 3.1). Как правило, влияние судна пренебрежимо на расстоянии 2–2,5 длин судна, влияние сейсмического оборудования – на расстоянии около 50 м. Ре-

Таблица 3.1 – Предельные значения величин магнитной восприимчивости первичных осадков и горных пород (по В.Н. Кобрановой)

Первичный осадок или порода	Удельная объемная магнитная восприимчивость χ_{105} , ед. СИ		Ферромагнитные и другие минералы с относительно высокой w , находящиеся в рудах
	предельная	наиболее вероятная	
Первичные осадки, образовавшиеся из них осадочные и метаморфические породы и руды			
Песок	0–3800	-	-
Песчаник	-3–>50 000	12,5–>125	-
Кварцит	0–380	0–50	-
Алеврит	-3–6300	12,5–125	-
Глинистый ил	15–>50	-	-
Глина	2,5–3800	12,5–125	-
Аргиллит	2,5–1250	12,5–125	-
Филлит	-0–125	-	-
Ил известковый	-6–~9	-	-
Ил фораминиферовый	1,3–~6	-	-
Известняк	0,15–~3800	1,25–>30	-
Известняк мраморизованный	-6–~0	-	-
Мрамор	-5–~6	-2,5–~6	-
Доломит	0,15–>125	-0–12,5	-
Мергель	0,15–~250	1,25–>30	-
Гипс	0,15–125	-	-
Ангидрит	0,4–12,5	-	-
Каменная соль	до >10	-	-
Руды формаций:			
железистых кварцитов	125 000–380000	-	Магнетит, титаномагнетит, маггемит, магнезиоферрит Маггемит, магнетит, геммагит
Угли	-7,5–9	-	-
Магматические, образовавшиеся из них метаморфические породы и руды			
Интрузивные:			
дунит	>1–>50 000	-	-
перидотит	>1–>50 000	-	-
гранит	<1–>7500	-	-
Эффузивные:			
базальт	-0–>25 000	-	-
андезит	-0–<3800	-	-
диабаз	-0–>15 000	-	-
кварцевый порфир	-0–<900	-	-

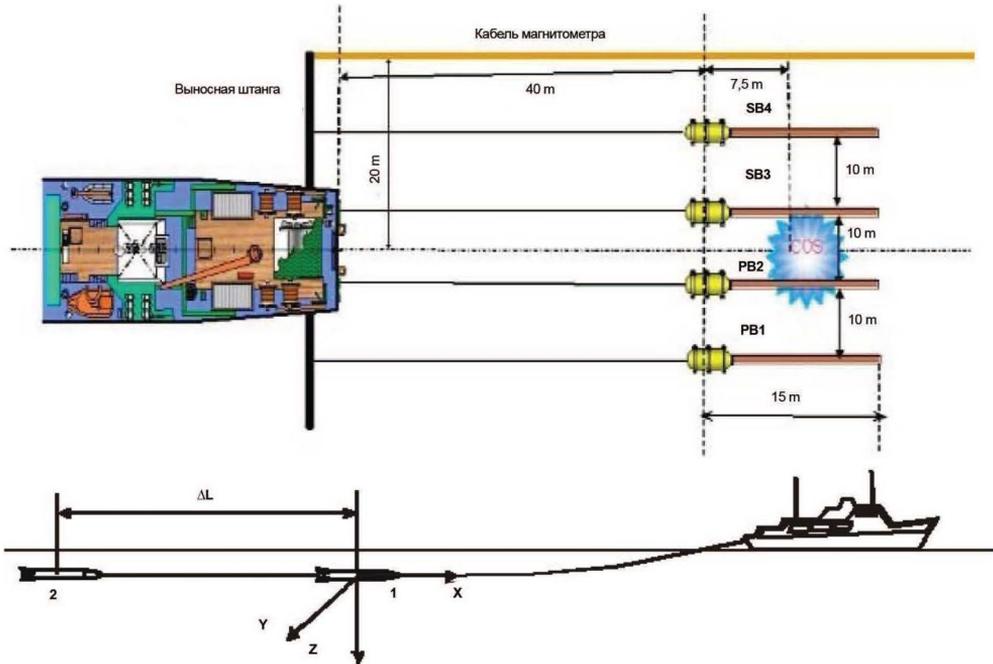


Рис. 3.1 – Схема буксировки магнитометра

комендуемое расстояние между датчиками магнитометра – 100 м. В ходе съемки должна проводиться непрерывная одновременная цифровая регистрация магнитометрических, навигационных и батиметрических данных, сопровождающаяся синхронизированными отметками времени с шагом не более одной секунды.

Процесс регистрации магнитометрических данных может прерываться только вне выполнения основных съемочных профилей – для архивирования данных, ежедневных проверок, тестирования, профилактики забортного оборудования, обслуживания или реконфигурации системы.

Записи данных съёмки, должны содержать как минимум, следующие показания:

- дата, время по Гринвичу (GMT) – часы, минуты, секунды;
- навигационные данные: широту, долготу, курс и скорость судна;
- пикет профиля (пункт взрыва, shotpoint);
- значения полного вектора магнитного поля по двум датчикам магнитометра;
- вспомогательные параметры магнитной системы, вывод которых предусмотрен конструкцией магнитометра;
- значения глубины моря.

В процессе полевых работ проводится экспресс-анализ с целью оценки качества материалов. Оценка качества проводится в поле по сопоставлению рядовых и повторных измерений – и измерений в точках пересечений рядовых и секущих профилей. На протяжении всего периода съемки должна быть обеспечена круглосуточная регистрация вариаций полного вектора магнитного поля посредством базовой магнитной (вариационной) станции.

Магнитовариационные станции устанавливаются на площади работ или вблизи ее. Места установки таких станций и их технические параметры должны быть согласованы и одобрены заказчиком. Детальные технические требования, процедуры и условия регистрации данных согласуются до начала мобилизации.

Цифровые записи вариаций магнитного поля Земли, полученные от магнитовариационной станции, должны, как минимум, содержать отметки даты и времени и значения полного вектора магнитного поля с интервалом не более 1 секунды (допускается одновременная регистрация составляющих магнитного поля X , Y , Z или H , Z или их вариаций – однако регистрируемая информация должна быть достаточной для вычисления полного вектора магнитного поля с требуемым шагом по времени).

Данные о магнитных вариациях должны передаваться на борт судна ежедневно для обеспечения бортового контроля качества. Зарегистрированные магнитные вариации высокой амплитуды являются основанием для признания морских магнитных данных некондиционными. Окончательное решение о кондиционности морских магнитных данных принимается после окончательной обработки.

В случае отклонения проверяемых параметров от номинальных значений оператор выполняет необходимые настройки. Запрещается проводить настройки параметров менее чем за 30 минут до начала профиля, в ходе профиля или в течение 30 минут после окончания профиля.

Качество магнитометрических данных оценивается в ходе съемки оператором визуально, по видимой амплитуде вариаций выходных сигналов магнитометра. Оценка дополняется характеристиками условий наблюдения – описанием погодных условий, условий буксировки магнитометра, высокочастотных шумов и электромагнитных помех.

Следует отмечать визуально обнаруженные аномалии негеологической природы – например, от техногенных объектов на морском дне. Следует также фиксировать помехи, вызванные буксируемым сейсмическим оборудованием. Оценки должны заноситься в журнал, как минимум, в начале и конце профиля, – а также в ходе профиля, если условия наблюдения меняются.

Оценка качества будет проводиться в поле по сопоставлению рядовых и повторных измерений и измерений в точках пересечений рядовых и секущих профилей до и после учета магнитных вариаций. Кроме этого, оценка качества магнитометрических измерений проводится по сопоставлению измерений с ранее выполненными (внешний контроль).

Скорость судна во время съёмки не должна превышать 5 узлов. Магнитометрические измерения не выполняются во время сильных магнитных вариаций. Изменения магнитного поля Земли не должны превышать 10 нТл за время, соответствующее расстоянию между пересечениями при заданной скорости судна, но не более 20 минут. Если магнитные вариации вводятся напрямую (без подбора параметров) – и увязка выполняется с использованием полиномов порядка не выше 1, то этот критерий не учитывается. Вариации магнитного поля Земли не должны превышать 5-10 нТл за время, соответствующее расстоянию между пересечениями при заданной скорости судна, но не более 20 минут, если они могут быть учтены напрямую, дифференциальным способом и подбором вариаций. Планируемая точность гидромагнитной съёмки – 10 нТл.

3.4. Аппаратура и оборудование для выполнения гидромагнитных работ

В настоящее время для магнитометрических наблюдений на акваториях, в основном, применяется отечественный морской буксируемый протонный магнитометр SeaSPY-2 (рис. 3.2), предназначенный для проведения высокоточных магнитных измерений в море в целях картографирования магнитного поля Земли, поиска малоразмерных металлических объектов, проведения разведочных работ на нефть и газ, а также для поиска затонувших объектов. Магнитометр работает на принципе эффекта Оверхаузера.

В состав комплекта магнитометра входят:

- магнитометр «SeaSPY 2»;
- смарт-трансивер;
- наборный кабель;
- кабель-буксир.



Рис. 3.2 – Магнитометр морской протонный SeaSPY-2

Таблица 3.2 – Основные ТД магнитометра морского протонного SeaSPY-2

Диапазон измерения магнитного поля, нТл	18000–12000
Абсолютная точность, нТл	0,1
Частота опроса, Гц	4–0,1
Цикл измерений, с	0,25–10
Скорость буксировки, уз	–10
Тип кабеля	плавающий
Длина буксирующего кабеля, м	400

Бортовая аппаратура магнитометра SeaSPY – 2 устанавливается в специальном помещении. Выпуск забортного кабеля осуществляется с использованием электролебедки, расположенной на корме судна. Выпуск плавучего кабеля магнитометра осуществляется с использованием бума/выстрела для оттяжки, который отводит буксирный кабель на 15 метров от борта судна и обеспечивает дистанцию в 5 метров между крайней линией пневмоисточников и плавучим кабелем магнитометра. Во время съемки магнитометр буксируется в 250 метрах за кормой судна.

Основные технические данные магнитометра морского протонного SeaSPY-2 представлены в таблице 3.2.

Сбор первичных данных на компьютер выполняется на профилях непрерывно с помощью программного обеспечения Marine Magnetics BOB с дискретностью 1 сек.

Морская гидромагнитная съемка сопровождается измерениями вариаций магнитного поля Земли (МПЗ) с помощью береговых магнитовариационных станций.

3.5. Обработка данных магниторазведки

Материалы гидромагнитной съемки, получаемые в результате измерений магнитометрами «SeaSPY», обычно обрабатываются в программном комплексе отечественной разработки («Севморгео») Geosoft Oasis Montaj с применением программного модуля MAG.DIFF.SURVEY.

Обработка магнитометрических данных производится по графу, включающему в себя следующие стандартные и дополнительные процедуры:

- загрузку магнитометрических и навигационных данных в базу данных;
- корректировку данных по прямолинейным участкам;
- удаление единичных выбросов (импульсных помех), фильтрацию высокочастотных помех, отбраковку ошибочных или некондиционных данных;
- введение поправки за нормальное поле Земли (IGRF);
- обработку дифференциальных магнитометрических измерений для учета вариаций;

- загрузку данных МВС, оценку и учет временного сдвига в магнитометрических данных;
- введение поправки за вариации магнитного поля комбинированным способом:
 - а) по данным с магнитной вариационной станции;
 - б) по опорным (секупчим) маршрутам;
 - в) по данным дифференциальных наблюдений;
- помаршрутную увязку аномального магнитного поля по пересечениям опорных и рядовых маршрутов;
- статистический анализ «невязок» в точках пересечений съёмочных профилей и профилей предыдущих съёмок, оценку среднеквадратической погрешности съёмки;
- создание окончательного каталога аномалий магнитного поля, приведенного к дискретности окончательных навигационных данных P1/90;
- построение карт аномального магнитного поля.

Предварительно из магнитометрических данных удаляются «выбросы» с помощью процедур Non Linear Filter и Rolling Window Statistics.

Поскольку навигационные координаты относятся к точке положения GPS антенны, выполняется пересчет координат в точке положения ближней и дальней гондол магнитометров.

Значения нормального магнитного поля Земли определяются с использованием модуля IGRF.

Аномальные значения модуля полного вектора напряженности магнитного поля Земли, с учетом вариаций, вычисляются по формуле:

$$\Delta T_a = T - T_n - V,$$

где T – отсчет по ближнему или дальнему магнитометрам,

T_n – нормальное магнитное поле Земли,

V – вариации МПЗ.

При выполнении магнитометрических исследований измерение вариаций МПЗ осуществляется двумя способами:

- по методике дифференциальной гидромагнитной съёмки;
- наземными магнитовариационными станциями.

Суть методики дифференциальной гидромагнитной съёмки заключается в одновременном измерении магнитного поля двумя магнитометрическим и датчиками, разнесенными на известное (заданное) расстояние вдоль направления движения судна-носителя, вычитании полученных сигналов – и интегрировании полученного результата, начиная с опорного значения геомагнитного поля. Вычитание сигналов магнитометрических датчиков исключает из результатов измерений вариации (однородные в пределах базы градиентометра), а интегрирование разностного сигнала восстанавливает значение стационарного геомагнитного поля Земли (МПЗ).

Преимуществом дифференциального метода обработки является корректная оценка относительно коротковолновой составляющей вариаций магнитного поля Земли. При интегрировании горизонтального градиента по профилю накапливается ошибка измерения этого градиента, линейная составляющая которой (основная часть суммарной ошибки) исключается при восстановлении магнитного поля путем вычитания линейного тренда. Поэтому линейный тренд восстановленного по горизонтальному градиенту магнитного поля по профилю является искаженным.

Для более точной оценки длинноволновой составляющей вариаций МПЗ используются измерения береговых магнитовариационных станций.

Для учета вариаций МПЗ используются комбинированные вариации (рис. 3.3):

- длинноволновая составляющая по данным береговой магнитовариационной станции;
- коротковолновая составляющая, вычисленная по дифференциальной методике.

SL182D-29P2014

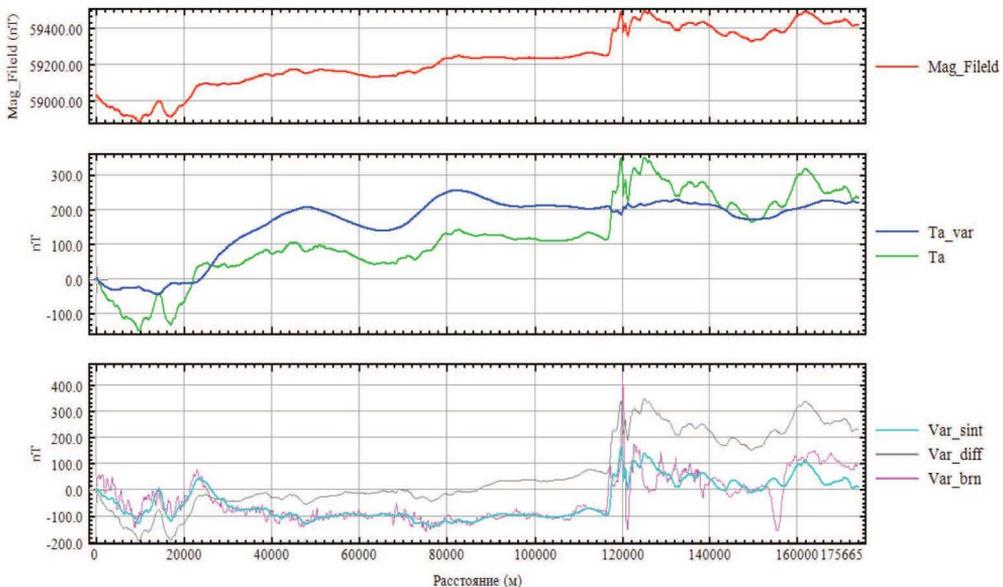


Рис. 3.3 – Учет вариаций МПЗ комбинированным способом:

Mag_field – измеренное магнитное поле; *Ta* – аномальное магнитное поле до введения поправки за суточные вариации МПЗ; *Ta_var* – аномальное магнитное поле после введения поправки за суточные вариации МПЗ; *Var_diff* – вариации МПЗ, вычисленные по дифференциальной методике; *Var_brn* – вариации МПЗ по данным береговой магнитовариационной станции «Мыс Баранова»; *Var_sint* – комбинированная поправка за вариации МПЗ, принятая к итоговой обработке

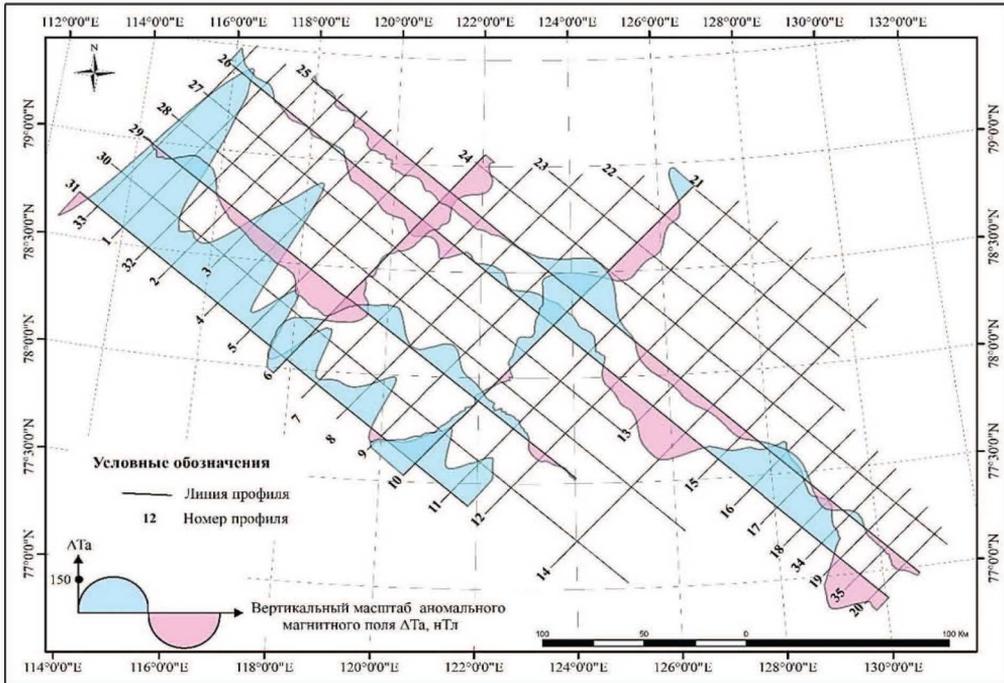


Рис. 3.4 – Карты графиков аномального магнитного поля в зоне сочленения Лаптевской окраинно-материковой плиты со структурами Евразийского бассейна

Для исключения неучтенной низкочастотной составляющей помех (вариации МПЗ, курсовая девиация и др.) выполняется итерационное линейное уравнивание магнитометрических данных. Все полученные данные разделяются на рядовые и секущие.

Уравнивание включает следующие процедуры:

- корректировку «секущих» профилей по «рядовым» профилям с использованием линейных трендов 0 порядка;
- корректировку «рядовых» профилей по скорректированным «секущим» с использованием линейных трендов 0 и 1 порядка;
- совместное линейное уравнивание скорректированных «рядовых» и секущих «профилей» с использованием линейных трендов 0 и 1 порядка.

Результат обработки гидромагнитометрии представляются в виде карты графиков аномального магнитного поля.

Пересчет значений аномального магнитного поля на равномерную сеть данных, оценка окончательной среднеквадратической погрешности съемки и построение отчетных карт (рис. 3.4) производятся после проведения камеральной обработки всего объема полевых данных.

3.6. Прогноз и выделение перспективных объектов по данным гравимагниторазведки

3.6.1. Прогноз и выделение перспективных объектов экспертным методом

Для качественного прогноза и оценки перспективных нефтегазовых объектов в Обской и Тазовских губах использовались данные по гравиразведке и магниторазведке, выполненной на территории полуострова Ямал и акватории Байдарацкой губы Карского моря. Принята концепция модифицированного экспертного метода на эталоне, используемая для оценки ресурсов УВ. В качестве экспертных параметров использовались данные гравиразведки и магниторазведки – и дополнительно вспомогательная геологическая и сейсмическая информация.

Для расчетов (Ю. Н. Кальнов «Гравиразведка») использовали данные Ленинградской геофизической экспедиции № 9, согласно которым типичная структура на полуострове Ямал создает магнитную аномалию амплитудой 250 нТл; двумерный подводный канал с глубиной верхней кромки 12 км вызовет аномалию 450 нТл; слой в осадочном чехле мощностью 100 м – порядка 1 нТл.

Гравиметрический эффект брахиантиклинальной складки с размерами 15 км×18 км и амплитудой 300 м в экстремальном варианте составляет 4 мГа. Таким образом, чувствительность имеющихся региональных геофизических методов вполне приемлема для поисковых задач.

Наиболее эффективен эвристический подход к обработке данных, формированию и анализу связей между ними. Исходные материалы были представлены в виде контуров месторождений, а не структур, на что были ориентированы геофизические поиски. Например, одним из искажающих обстоятельств было расхождение конфигурации и морфологии имеющихся контуров и сейсмических структур.

Другим решающим фактором, который может повлиять на результаты работ, является влияние дизъюнктивных нарушений на формирование пликативных и блоковых структур осадочного чехла и фундамента, а также на возникновение и сохранность первичных и вторичных залежей УВ. В этом плане их роль исключительно высока. По данным А.Н. Ласточкина, в Западной Сибири 79% нефтяных, 90% газовых, 92% газоконденсатных и 85% всех месторождений в общем связаны с разломами в осадочном чехле. В то же время в зоне разломов, секущих всю толщу осадков (сквозных), содержится 48% запасов нефти и 25% газа.

Большое влияние на распределение УВ и формирование ловушек оказывают геодинамические процессы. В геодинамических зонах концентрация метана (ниже многолетнемерзлых пород) в 2,8 раза больше, чем в стабильных зонах. На Новопортовском месторождении участки с наиболее развитыми дизъюнктивными нарушениями – зоны повышенной трещиноватости и нефтегазонасыщенности.

Средне- и высокоамплитудные разломы отмечены на Новопортовском, Бованенковском ГКМ, Харасавейском ГКМ и других месторождениях и структурах. Нарушения представляют собой системы вертикальных или наклонных трещин, возникающих при перемещении блоков. Характер разрывных нарушений свидетельствует о преимущественно вертикальных перемещениях и минимуме горизонтальных. Образуются два типа структур, сильно нарушенных густой сетью мало, средне- и высокоамплитудных разломов с затронутой и незатронутой разломами сводовой частью.

Другой аспект рассматриваемой проблемы в специфической особенности регистрируемых аномалий гравитационного и магнитного полей. На территории Западно-Сибирской низменности несколько десятилетий тому назад была обнаружена инверсия знаков гравитационных и магнитных аномалий на заснятых структурах, независимо от их величины. В результате инверсии на антиклинальных структурах образуются отрицательные аномалии, а на синклиналиях — положительные. Отрицательный знак может быть и у отрицательной структуры без инверсии.

В настоящее время существует множество гипотез, где эта проблема трактуется с геолого-геофизических позиций. Изыскиваются геологические или геофизические факторы, которые как-то связаны с природными атрибутами месторождений — и которые начинают рассматриваться как поисковые признаки.

Специалисты полагают, что основной эффект в наблюдаемое поле вносит структура поверхности фундамента: ее прогиб создает отрицательную аномалию силы тяжести. По-видимому, можно предположить, что разного рода аномалии создаются одновременно региональными и локальными факторами. Для практики более важно, что рассматриваемые эффекты существуют и реально отражаются на практической интерпретации и результатах. Непосредственно к вопросу прогноза и обнаружения месторождений УВ проблема решается на основе имеющегося опыта и фактических априорных или постаприорных сведений.

Помимо природных и модельных факторов, для применения экспертного метода на эталоне на п-ове Ямал сложились благоприятные исследовательские и производственные условия. На сравнительно небольшой и относительно изученной территории открыто более 30 месторождений. В целом, в осадочном чехле по разным горизонтам предполагается наличие порядка 300-320 локальных поднятий площадью от 10 до 1200 км², потенциально перспективных и могущих служить для создания эталонного пространства и для прогноза.

По опыту прошлых работ, для решения стоящей задачи использовалось пространство контуров известных месторождений, которым сопутствовали соответствующие аномалии.

Наиболее устойчивые результаты получены по магниторазведке. Из 30 аномалий 23 — отрицательные; 3 — наполовину в отрицательном поле; 1 — полностью по-

ложительная; 1 – наполовину в положительном поле; 2 – невыяснены из-за малых размеров контуров и быстрой смены знаков.

Гравиметрические аномалии больше тяготеют к положительному полю. Отрицательных аномалий – 17; частично в отрицательном поле – 7; положительных – 3; невыясненных – 2; 1 аномалия – вне гравиметрической карты.

Исходя из распределения аномалий по количественным группам, достаточно было бы для создания эталона пользоваться только отрицательными магнитными данными, которых более 90%. Но, учитывая, что группа отрицательных гравиметрических аномалий составляет более 80%, пренебрегать ими нельзя, т.к. они страхуют от неожиданных ошибок – и почти вдвое усиливают надежность. Данные таблицы 3.3 доказывают также, что подавляющий объем газонефтяных объектов связан с отрицательными эффектами.

В таблице 3.4 представлены качественные магнитометрические и гравиметрические поисковые признаки.

Таблица 3.3 – Известные месторождения УВ и их поисковые признаки (гравитационные и магнитные)

№	Наименование месторождения	Метод, знак аномалии		№	Наименование месторождения	Метод, знак аномалии	
		Магн.	Грав.			Магн.	Грав.
1	Малыгинское	-	-	16	Зап.-Сеяхинское	-	$\frac{1}{2}$ -
2	Штормовое	-	-	17	Нерстинское	+	+
3	Сядорское	?	?	18	Нейтинское	$\frac{1}{2}$ +	$\frac{1}{2}$ +
4	Тасийское	-	-	19	Арктическое	$\frac{1}{2}$ -	$\frac{1}{2}$ +
5	Северо-Тамбейское	-	-	20	Байдарацкое	$\frac{1}{2}$ -	$\frac{1}{2}$ +
6	Западно-Тамбейское	-	$\frac{1}{2}$ -	21	С.-Каменно-мысское	$\frac{1}{2}$ -	$\frac{1}{2}$ +
7	Южно-Тамбейское	-	$\frac{1}{2}$ -	22	Средне-Ямальское	-	$\frac{1}{2}$ -
8	Утреннее	-	-	23	Геофизическое	-	-
9	Утреннее (2)	-	?	24	Нурминское	-	$\frac{1}{2}$ +
10	Харасавей	-	-	25	Хамбатейское	-	-
11	Бованенково-сев.	-	+	26	Ростовцевское	?+	-
12	Бованенково	-	-	27	Каменномысское	-	-
13	Бованенково-юг	-	-	28	Усть-Юрибейское	-	-
14	Вост.-Бованенково	-	-	29	Мало-Ямальское	-	-
15	Верхне-Тиутейское	-	-	30	Новопортовское	-	+

Таблица 3.4 – Качественные поисковые признаки

Номера поисковых признаков	Поисковые признаки
1	Совпадение отрицательных знаков аномалий обоих методов; прямые соотношения в зонах, где доказано их наличие
2	Приуроченность аномалий к площади, где имеется действующее месторождение
3	Приуроченность аномалий к участкам дизъюнктивов

Естественно, остаются в силе общетеоретические требования статистики – наличие искоемых связей в пределах однородного пространства; существование подобия между геологическим аналогом и геофизической аномалией; реальное существование искоемых в природе связей, т.е. имеющих физический смысл.

Все поисковые характеристики – качественные и количественные – сведены в единую таблицу 3.5.

Приведенные оценки параметров являются среднестатистическими. Оценить значимость каждого из них в отдельности затруднительно и нецелесообразно, т.к. они могут быть количественными и качественными, их невозможно привести к единым стандартам и меркам и т.д. Исключения представляют гравимет-

Таблица 3.5 Качественные и количественные поисковые характеристики аномалий

№	Номера объектов	Метод, знак аномалии		Номера дополнительных поисковых критериев (по табл. 3.4)
		Магн.	Грав.	
1	1	-	-	2
2	2	-	-	2
3	3	-	-	2
4	4	-	-	3
5	5	-	-	2, 3
6	6	-	-	2
7	7	-	-	3
8	8	-	-	2, 3
9	9	-	+	2, 3
10	10	-	-	3
11	11	-	-	3
12	12	-	-	-
13	13	-	-	3
14	14	-	-	2
15	15	-	+	2
16	16	-	-	-
17	17	-	-	-
18	18	-	-	-
19	19	-	-	-

трические и магнитометрические признаки положительного и отрицательного знака.

В связи с разнообразием вариантов объектов введены пояснения к таблицам 3.3 и 3.5: (+) или (-) — принадлежность к положительному или отрицательному полю; (1/2+) или (1/2-) — преимущественная, но неполная принадлежность к положительному или отрицательному полю; (?) — неопределенность классификации объекта в связи со сложностью аномального поля.

По всем рассмотренным показателям таблиц 3.3—3.5 наилучший рейтинг — у объектов №№ 1, 2, 3, 4, 6, 14. Вторую позицию целесообразно отдать объектам №№ 16, 17, 18, 19. Третью группу составляют объекты №№ 9, 10, 13.

Результаты прогноза перспективных объектов в осадочном чехле по указанной методике представлены на рисунке 3.5.

По данным гравимагниторазведки и сейморазведочных работ в осадочном чехле и в промежуточном структурном этаже в Обской губе выделены следующие перспективные объекты:

а) площадь Утренняя (Салмановское месторождение) — размещается в границах отрицательных аномалий, охватывающих месторождение и продолжающихся в акваторию Обской губы. Именно в пределах этой аномалии морской сейсморазведкой в осевой части губы выявлен приподнятый участок по горизонту «Б». Здесь при глубоком залегании фундамента и ПСЭ (промежуточного структурного этажа, к нему мы относим верх перми — триас), ближайшие перспективы связываются с юрско-меловым этажом осадочного чехла.

б) площадь Геофизическая — в пределах аномалии северо-восточного простирания, охватывающей акваторию Обской губы и оба ее берега, на восточном из них открыты месторождения УВ. В центральной части акватории, на этой же площади морской сейсморазведкой закартировано полузамкнутое поднятие по горизонту «Б».

в) площадь Ярротинская — находится в южной части полуострова, где перспективные объекты отображены положительными аномалиями Δg . Здесь в прибрежной полосе Обской губы, так называемой транзитной зоне, расположена аномалия, аналогичная по знаку и интенсивности аномалии, отвечающей Новопортовскому месторождению, и составляющая единую цепь аномалий вместе с Малоямальской и Новопортовской.

г) Дробкинская гравиметрическая аномалия, расположенная непосредственно юго-западнее Обского месторождения, представляет собой интенсивный локальный минимум (рисунок 3.6). Дробкинская аномалия картируется также по данным электроразведки ДНМЭ, что указывает на возможное наличие залежей УВ.

По данным гравимагниторазведки, в полосе, протягивающейся от южной части Обской губы в северо-западном направлении через полуостров Ямал, выявлены и другие перспективные структуры.

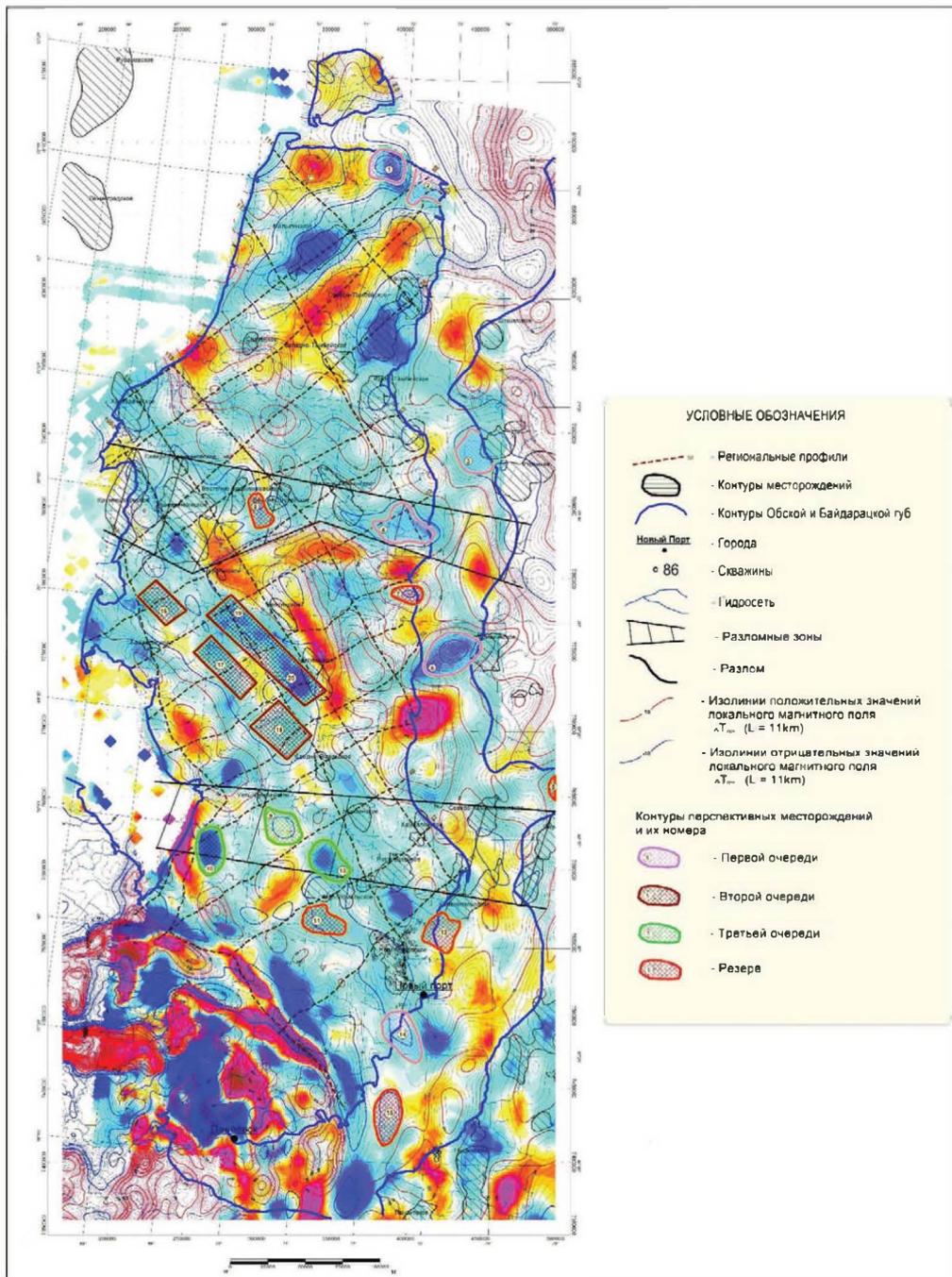


Рис. 3.5 – Схема прогноза нефтегазоносных объектов по данным гравиразведки и магниторазведки

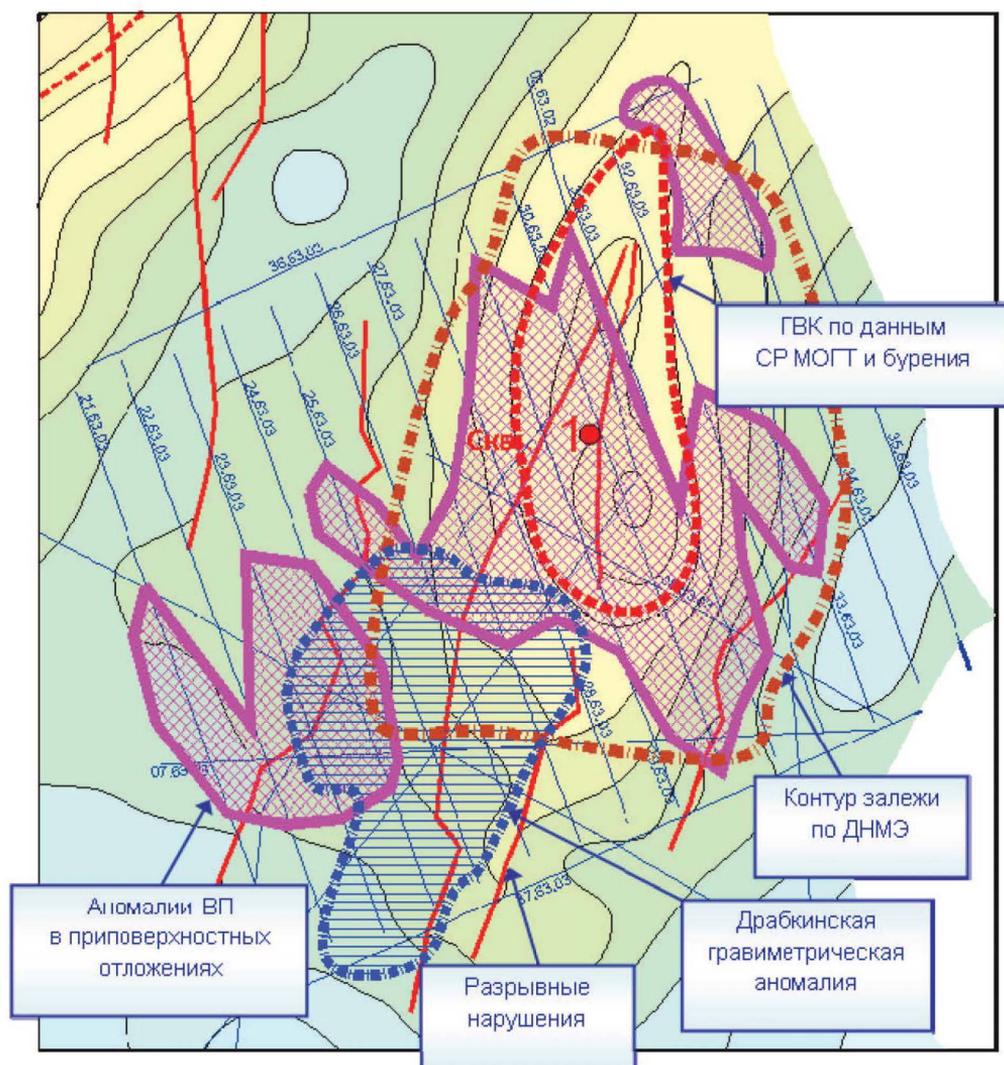


Рис. 3.6 – Схема размещения электрических и гравиметрических аномалий в районе Обского поднятия

В пределах этой полосы находится еще одна крупная положительная аномалия, заключенная между Западно-Новопортовским и Байдарацким прогибом на юго-западе. В юго-западной части рекомендуемой площади проходит граница распространения палеозойской карбонатной толщи. Ее контакт с терригенным и карбонатно-терригенным полем – вероятный барьерный уступ, глубина кровли которого – менее 2 км.

3.6.2. Особенности проявления тектонических элементов и месторождений углеводородов района Обской и Тазовской губ в аномалиях потенциальных полей

Гравитационное поле Обско-Тазовского мелководья и сопредельных площадей представлено крупными областями положительных и отрицательных аномалий (рис. 3.7). В средней части территории наблюдается положительное гравитационное поле, местами мозаичного характера, с проявлением крупных аномалий интенсивностью до 30 мГал. Аномалии имеют преимущественно субширотное простирание. Большинству крупных положительных аномалий гравитационного поля соответствуют такие же положительные аномалии геомагнитного поля [11].

В целом в области положительного гравитационного поля в средней части исследуемого региона отмечается наличие крупных отрицательных аномалий, которым соответствуют аналогичные по знаку магнитные. Основные элементы гравитационного поля хорошо отражают строение региона. Так, конфигурация изоаномал указывает на раздельность Хамбатеяского и Северо-Каменномысского месторождений и в то же время – на возможную связь последнего с Чугорьяхинским.

В области Каменномысского и Нулмуяхинского месторождений резкий подъем фундамента с 6 до 4,5 км и далее к западу до 3,3 км точно соответствует четко выраженной аномальной зоне, в пределах которой характер гравитационного поля существенно отличается от характера гравитационного поля соседних участков. Это градиентная зона типа гравитационной ступени, в пределах которой значения поля уменьшаются с +7 до -25 мГал с востока на запад. В пределах зоны приподнятого фундамента его поверхность остается относительно спокойной, постепенно повышаясь в восточном направлении, в то время как поле силы тяжести понижается в том же направлении с приведенным выше очень большим градиентом. На востоке исследуемого региона прослеживается полоса локализованных минимумов силы тяжести северо-восточного простирания. Южнее она разделяется на две полосы с появлением двух обширных минимумов силы тяжести над крупными месторождениями углеводородов: Ямбургским и Находкинским. Этим месторождениям в магнитном поле соответствуют монотоничные минимумы. Отмеченные крупные элементы гравитационного поля сопровождаются на контактах положительных и отрицательных аномалий протяженными зонами повышенных горизонтальных градиентов силы тяжести.

Обско-Тазовская система, принадлежащая северной тектонической зоне, – существенно миогеосинклиальная. Для северной тектонической области характерны наиболее резкие изменения глубин залегания фундамента, крупные линейные структуры субмеридионального направления типа валов, прогибов и мегавалов. В северной части акватории Обской губы выделены области консолидированного фундамента (Ямало-Явайская и Сеяхинско-Хасрейская), региональные зоны до-мезозойского основания и локальные блоки, в том числе Утренний, Тамбейский,

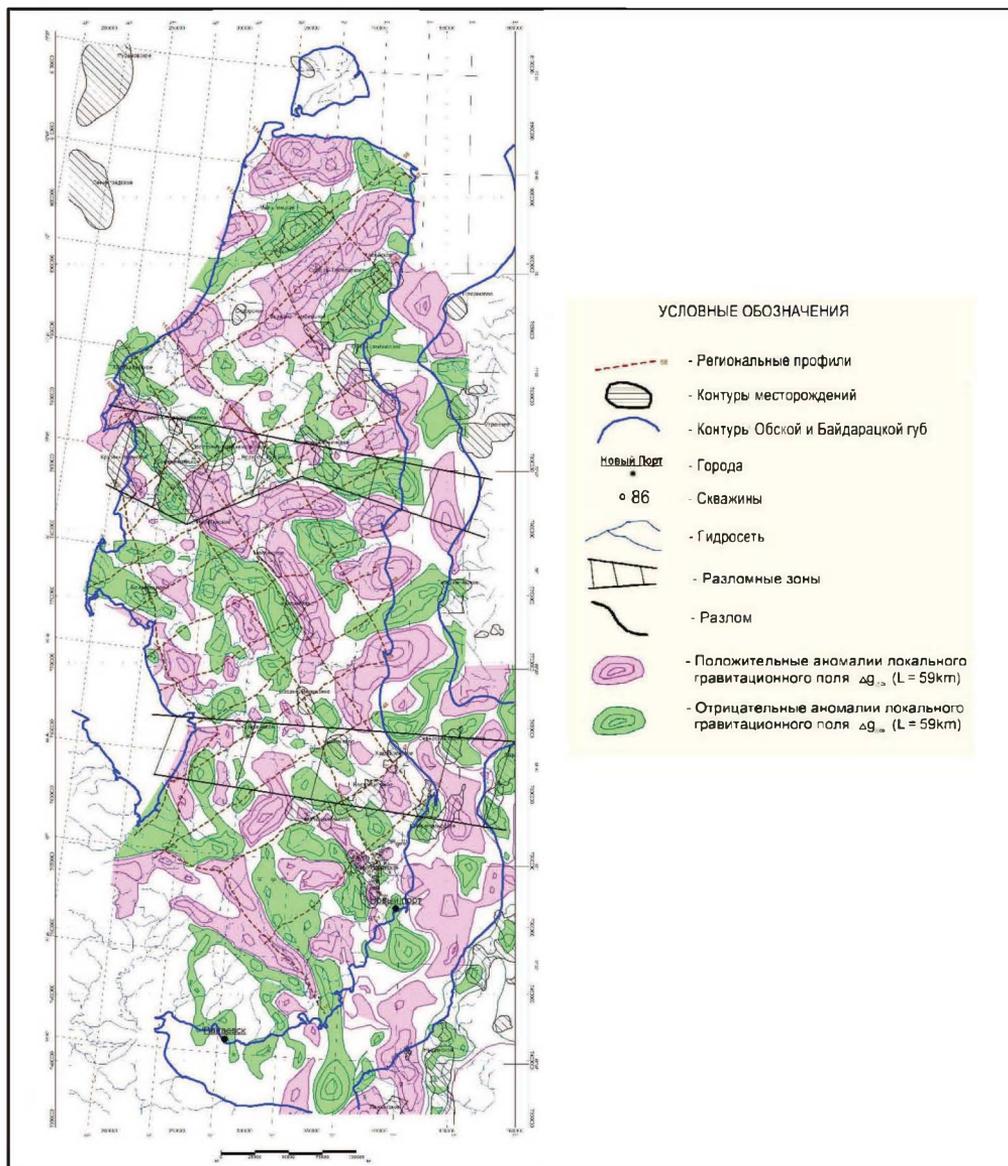


Рис. 3.7 – Обобщенная схема распределения локальных аномалий гравитационного поля полуострова Ямал, Обской и Тазовской губ Карского моря

Сеяхинский, Западно-Напалковский. К северу в пределах Обской и к востоку в пределах Тазовской губы выделены структурные блоки в кристаллическом фундаменте, а в их пределах – структуры второго порядка. Обско-Тазовскую систему

характеризуют дислокации субширотного направления, которые отделяют Ямало-Гыданскую зону развития сводов и кулисообразных мегавалов от Уренгойско-Варьеганской зоны липейных структур, входящих в северную тектоническую область Западно-Сибирской провинции. В Северной области, так же, как на всей плите, все тектонические структуры являются унаследованными. Время их заложения связано с начальными этапами формирования чехла. Скорее всего, зоны поднятий и прогибаний были заложены здесь в триасе, продолжая развиваться в юрское и меловое время на фоне интенсивного прогибания, которому северная область была в этот период подвержена в существенно большей степени, чем другие. Существенным отличием структур Северной тектонической области является активный рост в поздне меловое и палеоген-четвертичное время. В некоторых местах рост структур в послесеноманский период достигал 30%.

Магнитное поле представляет существенно иную картину: аномалии тяготеют к образованию вытянутых форм с преобладающим юго-восточным и юго-западным простираниями. В целом магнитное поле является весьма сложным, обнаруживается наложение аномалий различных порядков, амплитуды и размера (рис. 3.7).

Связь аномалий потенциальных полей с известными месторождениями

В районе Обской и Тазовской губ анализ аномалий гравитационного поля над известными структурами (и залежами углеводородов) показал, что большинство их располагается в пониженном гравитационном поле. На месторождениях Геофизическое, Арктическое, Новопортовское эффект составляет около 3–5 мГал. Установлено, что локальные минимумы силы тяжести над месторождениями углеводородов иногда характеризуются эффектом автолокализации (по размерам соответствуют размерам залежи) и наличием резких горизонтальных градиентов в краевых частях. Это объясняется тем, что на контактах «вода – нефть», «вода – газ» в результате длительных физико-химических процессов происходит изменение состава (кальцитизация и др.) и свойств (уплотнение – разуплотнение) пород в приконтурных частях залежей углеводородов, изменяющиеся плотность пород, что вызывает указанные особенности аномалий силы тяжести. Поэтому наблюдаемый в гравитационном поле над залежью нефти или газа минимум с резкими горизонтальными градиентами на границах может быть основным поисковым признаком при оценке нефтегазоносности структур. Естественно, подобный признак не является ни необходимым, ни достаточным, что хорошо видно на примере Хамбатейского и в еще большей степени – Чугорьяхинского месторождения. Минимум гравитационного поля существенно (не менее 10 км) смещен к северу структуры, а минимум, сопутствующий Чугорьяхинскому месторождению, проявляется только в изгибах изоаномал – и выявляется лишь в трансформациях поля.

Зависимость «минимум поля — месторождение углеводородов» в рассматриваемом районе в данном случае проявляется для магнитного поля более четко. Месторождения газа на рассматриваемой площади закономерно отражаются в магнитном поле аномалиями пониженных значений ΔT_g . Практически все Уренгойское месторождение газа в пределах одноименного мегавала по кровле сеноманского яруса отмечается пониженными значениями поля ΔT_g . Если относительно крупные по занимаемой площади аномалии тяготеют к протяженным формам, то меньшие (в том числе и наложенные на первые) чаще являются слабо вытянутыми и изометричными. Минимумами магнитного поля отмечается и ряд более мелких месторождений: Находкинское, Юрхаровское и др.

Наиболее вероятным представляется образование намагниченных вкраплений в результате воздействия химически активных агентов, содержащихся в флюидах, выделяемых нефтяными и газовыми залежами (открытие М. А. Киричека, Е. В. Каруса). В связи с этим в первую очередь следует отметить образование сидерита. Другим механизмом, объясняющим хорошее совпадение минимумов магнитного поля с современными поднятиями, является заполнение древних прогибов магнитоактивными изверженными породами, образующими зоны увеличенных значений магнитного поля.

Еще лучше приуроченность месторождений к зонам минимумов гравитационного и магнитного полей прослеживается на картах трансформант (рис. 3.8). При пересчете наблюденного поля в нижнее полупространство рассматриваемая зависимость проявляется в полной мере — в частности, Антипаютинское месторождение также оказывается в пределах минимума. Большинство известных здесь месторождений углеводородов располагается вблизи минимумов силы тяжести. Каменшомыское и Нулмаяхинское, Ямбургское, Утреннее, Новопортовское, Тотяхинское, Геофизическое, Харвутинское, Минховское, Находкинское, Уренгойское, Юрхаровское, Северо-Уренгойское и Танусалинское месторождения четко приурочены к относительным отрицательным аномалиям силы тяжести. В тех немногих случаях, когда на исследуемой площади связь месторождений углеводородов с аномалиями гравитационного поля не явна и не однозначна, большая часть продуктивных скважин почти всегда попадает в краевые части минимума — или в его склоновую часть. Исключением являются Парусовое и Семаковское месторождения, хотя они также располагаются на площадях пониженного поля, граничащих с минимумами.

По характеру поля над локальными структурами можно выделить три основных типа.

Первый тип — это проявление над локальной структурой четко выраженных интенсивных магнитного и гравитационного минимумов. К числу таких структур относится крупное Ямбургское поднятие и приуроченное к нему крупнейшее Ямбургское газовое месторождение. Минимум аномалий силы тяжести над структурой достигает 14 мГал. Крупный минимум силы тяжести сопутствует Но-

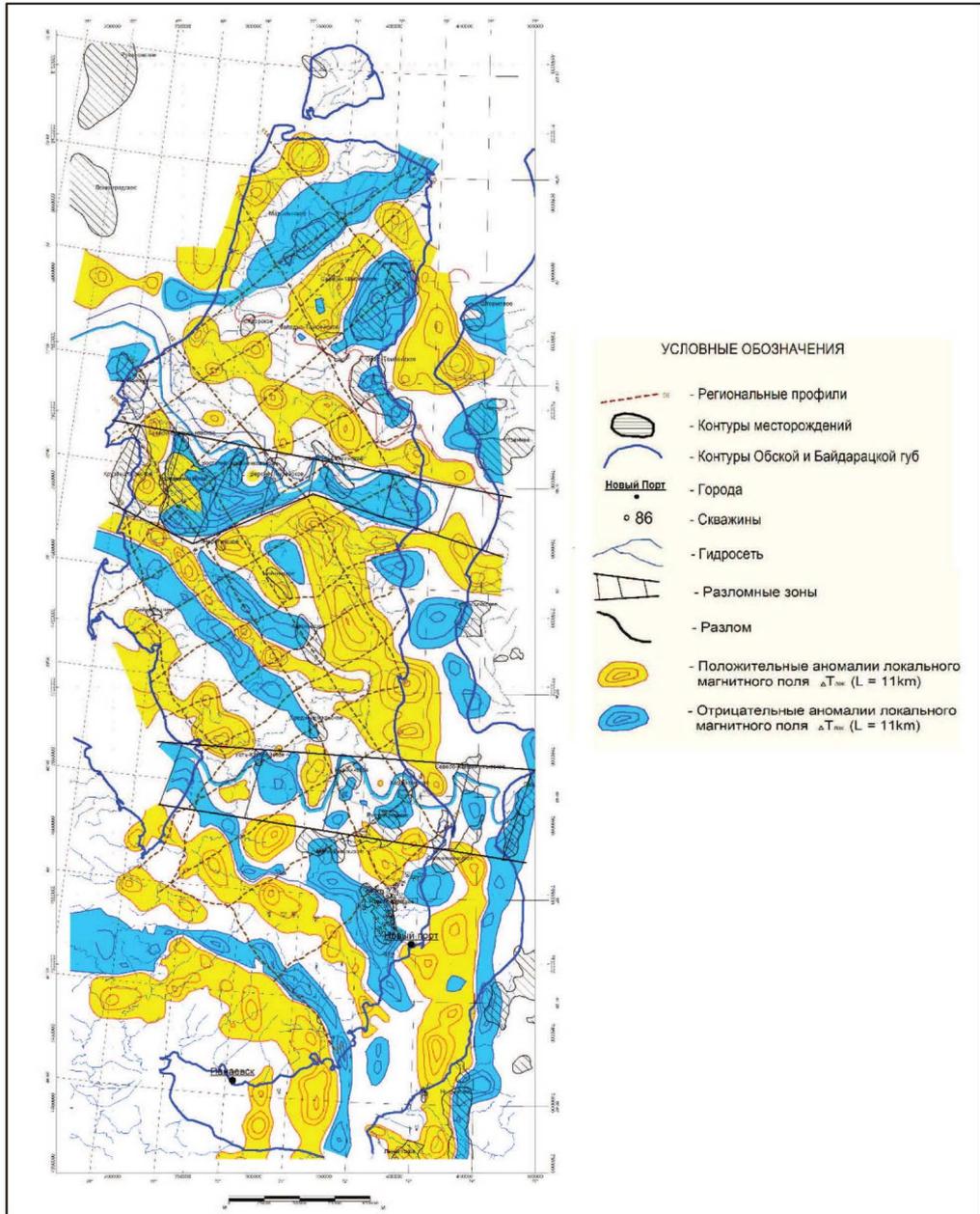


Рис. 3.8 – Обобщенная схема распределения локальных аномалий магнитного поля полуострова Ямал, Обской и Тазовской губ Карского моря

вопортовой структуре и связанному с ней месторождению газа и газоконденсата. Минимальный минимум силы тяжести (амплитудой около 5 мГал) выявлен над Юрхаровской структурой и одноименным нефтегазоконденсатным месторождением. Аномалия совпадает с локальными структурами по отражающим горизонтам «Г» (кровля сеномана) и «Б» (кровля отложений баженовской свиты). Над Находкинской структурой (и соответственно месторождением газа), которая расположена к северо-востоку от Юрхаровской, выявлен изометричный минимум силы тяжести интенсивностью около 4 мГал, значительно превышающий площадь структуры по горизонтальным размерам.

Второй тип соотношений гравитационного поля с локальными структурами, которые располагаются в пределах пониженного поля, характеризуется положением структур на периферии крупных минимумов силы тяжести. Таким структурам соответствуют локальные минимумы, осложняющие более крупные отрицательные гравитационные аномалии. К этому типу аномалий следует отнести Геофизическое, Западно-Геофизическое, Южно-Гыданское, Парусное и другие локальные поднятия.

Менее распространенным *третьим типом является приуроченность локальных объектов к градиентным зонам гравитационного поля.* При этом локальные структуры располагаются над сочленением крупных блоков фундамента. Характер гравитационного поля в этих случаях, несомненно, свидетельствует о существовании в таких местах разломных зон. На некоторых структурах с подобным гравитационным полем открыты месторождения углеводородов: Солетско-Ханатейское, Тать-Яхонское, Северо-Парусное и др.

Таким образом, глубинные структуры и петромагнитные неоднородности фундамента контролируют локализацию месторождений в осадочном чехле, свидетельствуют о возможном сквозном и глубинном характере процессов, контролирующей локализацию месторождений углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в целом и в пределах Обско-Тазовского мелководья в частности.

Отражение тектонических нарушений в потенциальных полях

Выявленные особенности гравитационного поля над локальными структурами и месторождениями углеводородов позволяют выделить потенциально перспективные объекты, которые контролируются разломными зонами.

На всех положительных структурах первого порядка установлены разрывные нарушения различного простирания с амплитудами смещения, составляющими десятки метров. С различной степенью вероятности установлены разломы в Надым-Пурской и Пур-Тазовской областях, на Русском, Тазовском, Северо-Уренгойском, Антипаютинском, Геофизическом, Новопортовском, Гыданском и других поднятиях.

Возникновение разломов в осадочном чехле Западно-Сибирской провинции обусловлено в основном разнонаправленными движениями блоков фундамента на различных этапах тектонического развития (триас-рашшеюрском, среднеюрском, берриасском, валанжинском, неоген-четвертичном). Наиболее существенным представляется неоген-четвертичный этап, с которым связан прирост амплитуд поднятий (от 50 до 300 м). Предполагается, что подобное ускорение роста структур обусловило не только проявление старых дизъюнктивных нарушений, но и возникновение новых. Для большинства разломов характерно отсутствие обширных зон дробления, связанных с процессами растяжения и сжатия, обнаруживаются скорее системы вертикальных и наклонных трещин, т.е. очевидно превалирование вертикальных перемещений геоблоков над горизонтальными. Современные формы рельефа, гидрография, береговая линия соответствуют современным активным нарушениям.

Блоковое строение фундамента проявляется в аномальном гравитационном поле многочисленными ярко выраженными «гравитационными ступенями», обусловленными разрывными нарушениями различной интенсивности и ориентации. Направление основных зон тектонических нарушений и их положение картируются по потенциальным полям. Трансформации геопотенциальных полей в общем случае позволяют решать задачи картирования различных нарушений, выделять линейные элементы и тектонические зоны. Выявление и трассирование крупных разломов изучаемого района осуществлялись с использованием приемов и методик преобразования геопотенциальных полей.

Проведение многочисленных расчетов с различными параметрами показало в данном случае наибольшую информативность вычисления градиентов гравитационного и магнитного полей. По гравитационному полю (программа «Нарушения» ПС «Пангея») четко выделяются разрывные нарушения северо-восточного простирания в северной и западной частях района месторождений Каменномыское и Каменномыское-море. Проявляется разлом, соответствующий береговой линии к югу от Каменного мыса. Тектонические нарушения северо-восточного направления по гравитационному полю прослеживаются неуверенно, по-видимому, в связи с тем, что они являются опережающими, характерными только для верхней части геологического разреза. По гравитационному полю четко картируются нарушения субмеридионального направления в районе Обской структуры и к востоку от нее.

Аналогично выявляются разрывные нарушения по магнитному полю. В западной и центральной частях площади прослеживаются разрывные нарушения северо-восточного простирания и разлом в районе береговой линии к югу от Каменного мыса. Дизъюнктивы имеют северо-западное простирание, прогнозируются в центральной части площади, а также фрагментарно на других участках — и, по всей видимости, являются опережающими, проявляющимися только в самой верхней части геологического разреза. Таким образом, выделяются разрывные нару-

шения, близкие по простиранию берсговой линии, в районе Камешномысского месторождения.

Большинство дизъюнктивных нарушений закартировано по конфигурации аномалий горизонтальных и вертикальных производных первого и второго порядков. Большая часть разломов характеризуется юго-северным и юго-восточно - северо-западным простиранием. Имеются интересные исключения: в центральной части площади, несколько южнее Утреннего месторождения, проходит разлом юго-западно — северо-восточного простирания, выявленный по данным горизонтальной производной гравитационного поля, второй вертикальной производной магнитного поля, отчасти подтверждаемый вертикальной производной гравитационного поля. Ямбургское месторождение оказывается обрамленным почти сплошным кольцом дизъюнктивов в соответствии с результатами всех преобразований. Точно так же хорошо обоснованы (не менее, чем тремя «источниками») разломы, образующие треугольник в северо-восточной части площади исследований. Здесь наблюдаются наиболее интенсивные аномалии геопотенциальных полей. При этом положение вновь выявленных крупных нарушений соответствует зоне сочленения Притаймырской моноклизы, Гыданского свода и Арктического мегапрогиба. В свою очередь, разломы «от горизонтальной производной магнитного поля» находят полное отражение в распределении функции седловидности гравитационного поля.

Указанные особенности потенциальных полей (градиенты), протяженность и выдержанность выявленных нарушений свидетельствуют об относительно большой глубине их заложения. Практически близкие к ним по положению и простиранию «сейсмические» разломы характеризуются в целом несколько меньшим простиранием и выдержанностью направления. Все это указывает на преимущественно глубокое, в пределах доюрских толщ, заложение разломов, проявляющихся в гравитационном и магнитном полях, в то время как разломы, установленные по результатам сейморазведки, в большей степени затрагивают осадочный чехол. Подобное положение с большой вероятностью свидетельствует о большей глубинности последнего. В том случае, когда системы разломов, получаемые и по тем, и по другим методам, характеризуются одинаковым простиранием, практически совпадают, — разломы, возникшие в доюрских образованиях, проникают и в осадочную толщу.

Примеры выявления перспективных объектов с использованием потенциальных полей

Характер проявления в наблюдаемом гравитационном поле различных объектов, различающихся пониженной и/или резко дифференцированной плотностью (в том числе в зонах дизъюнктивных нарушений, перспективных на нефть и газ, и др.), различен и может быть оценен двумя методами: 1) апализмом ано-

мальных геопотенциальных полей над известными нефтяными и газовыми месторождениями и непродуктивными объектами; 2) моделированием как отдельных объектов, так и геологических разрезов. В связи с недостаточным объемом информации о физических свойствах горных пород наиболее применимы для этого методы интерпретации, не требующие сведений о плотностях, магнитной восприимчивости и др. К ним относятся методы, основанные на определении местоположения особых точек аномальных магнитного и гравитационного полей, и различные виды их трансформаций. Интерпретация гравиметрических данных включает несколько этапов. Прежде всего, при наличии в геологическом разрезе площади исследования гравитирующих структурных поверхностей, эффект от которых может сгивелировать эффект от ловушки углеводородов, решается задача «очистения» наблюденного гравитационного поля от влияния этих факторов. Анализ плотностных свойств пород позволяет предположить несколько основных факторов, обуславливающих аномалии гравитационного поля. Их можно разделить на три группы:

- 1) факторы, связанные с наличием залежей углеводородов и сопровождающими вторичными процессами;
- 2) факторы, связанные со строением осадочного чехла;
- 3) факторы, связанные со строением фундамента.

Ко второй и третьей группам факторов относятся структурно-тектонические и литолого-фациальные особенности осадочного чехла и фундамента, положительный эффект от проявления которых может составить от нескольких миллигал при горизонтальных размерах до 10–15 км. Эти аномалии могут быть обусловлены:

- а) изменением рельефа плотностных контактов, приуроченных к границам стратиграфических комплексов, т.е. антиклинальными структурами осадочного чехла;
- б) изменением толщины отдельных стратиграфических комплексов, отличающихся от вмещающих комплексов (зоны выклинивания) плотностными свойствами;

в) локальными литологическими изменениями внутри комплекса, плотность которых отличается от плотности слагающих его пород;

г) плотностными неоднородностями внутри одного структурно-литологического комплекса, обусловленными различной пористостью, зонами разуплотнения или уплотнения в сводах антиклинальных структур осадочного чехла;

д) литологической и плотностной неоднородностью верхней части разреза;

е) дизъюнктивными нарушениями различного порядка;

ж) скоплениями нефти и газа.

Драбкинский гравитационный минимум, представляющий собой интенсивную аномалию с близкими к изометричным очертаниями, располагается к юго-западу от Обской структуры, которая тяготеет (подобно большинству месторождений и продуктивных структур района) к области пониженных значений гравитационно-

го поля. Ее северная часть располагается на периферии склона гравитационного максимума, связанного с тектоническим элементом, разделяющим месторождения Камешномыское-море и Парусовое. Южное обрамление аномалии соответствует красной части Драбкинского минимума, а также небольшой локальной отрицательной аномалии, являющейся по сути крайним восточным продолжением последнего. «Источник» Драбкинского минимума, характеризующийся дефектом масс, вероятнее всего, расположен в толще осадочного чехла и имеет сложную форму в плане. Он отличается довольно сложной конфигурацией: северная часть минимума – существенно больше южной, имеет выраженное юго-восточное простираение. Восточная часть отличается четко выраженным северо-восточным простираением в соответствии с общим направлением «Восточной зоны» регионального гравитационного поля; западная – по форме близка к изометричной.

Четкое ограждение минимума линейными градиентами может свидетельствовать о достаточно резком, возможно, тектоническом, плотностном контакте по латерали с вмещающими породами. Драбкинский минимум интенсивностью более 2 мГал проявляется на фоне существенно большей по площади положительной аномалии. Это позволяет предположить с очень большой вероятностью, что реальные линейные размеры аномалообразующего объекта, обладающего определенным дефицитом массы, должны быть несколько больше, чем вычисленные по гравитационной аномалии, – поскольку видимые размеры Драбкинского минимума уменьшены из-за влияния высокоплотных источников, порождающих обрамляющие гравитационные максимумы. С юго-запада он ограничен зоной слегка повышенных значений поля, за которой в направлении к западу начинается обширная область крайне интенсивного снижения силы тяжести, что, очевидно, связано с элементами строения фундамента. С севера, востока и юга минимум ограничен более или менее интенсивными максимумами, образующими цепочку элементов поля, различающихся размерами и амплитудой. Отмеченное позволяет предположить наличие структуры и/или разуплотнения в сеноманских отложениях. Наблюдаемые градиенты на границах минимума и проведенные расчеты показывают, что аномалообразующий объект располагается внутри осадочной толщи (глубина верхней кромки близка к 1 км).

Был осуществлен прогноз газоперспективности описанной площади. В качестве эталона использовано Северо-Каменномыское месторождение, относительно отдаленное от прогнозируемой зоны. Ему отдано предпочтение вследствие того, что располагающиеся значительно ближе Обское и Каменномыское месторождения приурочены к существенно отличным элементам гравитационного поля (склоновые части аномалий), в то время как не только Северо-Каменномыское месторождение точно совпадает в плане с четким гравитационным минимумом, но и сам минимум по очертаниям, размерам и интенсивности близок Драбкинскому. Гравитационный эффект Северо-Каменномыской газоносной структуры вычислялся для нескольких значений эффективной плотности. Конфигурация

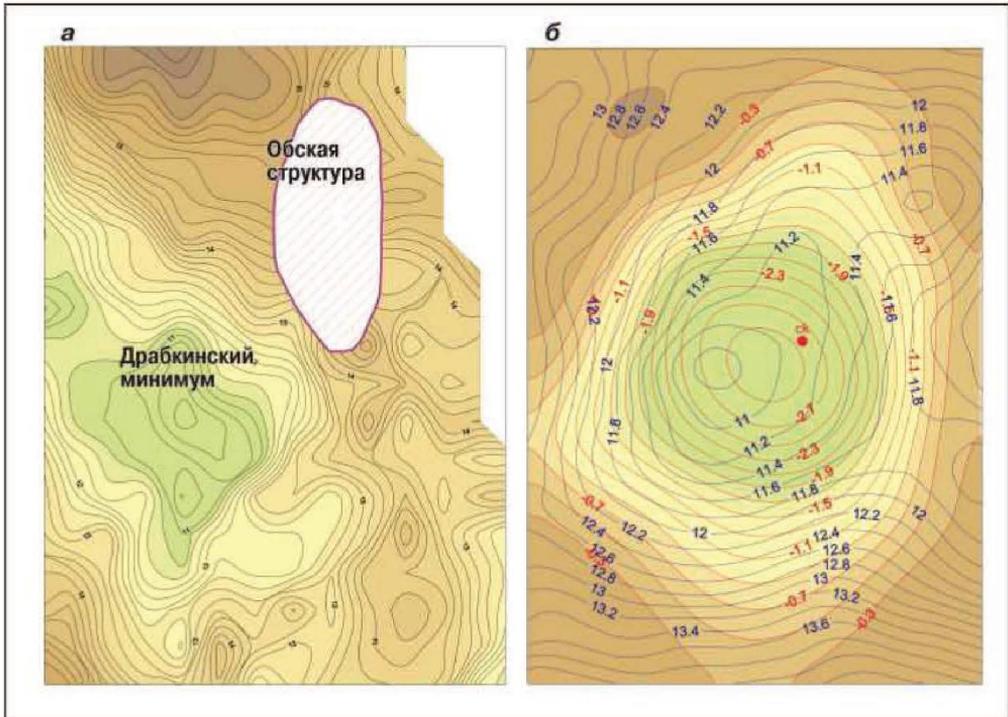


Рис. 3.9 – Драбкинский гравитационный минимум {а} и сопоставление расчетного гравитационного эффекта газовой залежи Северо-Каменномысского месторождения с наблюдаемым гравитационным полем (б)

структурного поднятия (положение кровли сеноманских отложений) установлена по данным сейсморазведки. Результаты, наиболее близкие к реальным, получены для значений эффективной плотности $-0,2 \text{ г/см}^3$ и $-0,3 \text{ г/см}^3$. Самым существенным фактором в данном случае является близость конфигурации и амплитуды наблюдаемой и расчетной аномалий силы тяжести (рис. 3.9).

По субширотному профилю, проходящему через центр Северо-Каменномысской структуры, было определено распределение трансформант полного нормированного градиента (ПНГ) гравитационного поля. При гармонике разложения $TU = 65$ получено распределение максимумов градиента, отвечающее глубинам газонасыщенной толщи. На аналогичном профиле через центр Драбкинского минимума наблюдается сходное распределение максимумов при использовании $N = 50$, что повышает вероятность обнаружения газовой залежи в пределах Драбкинского минимума. В то же время здесь смещение центра разуплотненного блока относительно центра гравитационного минимума может превышать аналогичную величину на Северо-Каменномысском месторождении из-за, как указано выше,

большой искаженности Драбкинского минимума за счет влияния соседних зон положительных гравитационных аномалий. Таким образом, интерпретация гравиметрических данных позволяет сделать вывод о вероятности существования продуктивной газовой залежи в районе Драбкинского минимума.

Гравитационное моделирование по профилям через центр минимума показало, что последний может быть обусловлен разуплотнением в толще сеноманских отложений (величиной, соответствующей газонасыщенности) в совокупности с небольшими вариациями плотности в разрезе, главным образом, в блоках фундамента, выделенных в соответствии с имеющимися схемами нарушений. При положении кровли сеноманских отложений в соответствии с сейсмическими построениями и отсутствии существенного разуплотнения в пределах сеноманской толщи близость расчетной и наблюдаемой кривых может быть обеспечена вариациями плотности в блоках фундамента до $0,5 \text{ г/см}^3$, что маловероятно.

Аномальное гравитационное поле на площади Геофизического месторождения представляет собой интенсивнейший минимум юго-западного — северо-восточного простирания амплитудой более 10-12 мГал. Его эпицентр расположен почти точно в середине акватории губы. С юга описываемый минимум резко ограничен крупным максимумом силы тяжести, тяготеющим к западному берегу акватории. На северо-востоке ограничение выражено аналогичным по расположению, но на порядок менее интенсивным максимумом, на остальных направлениях наблюдается постепенное повышение поля. На юго-востоке минимум фактически продолжается в виде более близкого к изометричному и менее интенсивного минимума, к которому приурочены Трехбугорное и Восточно-Бугорное месторождения. Магнитное поле отличается изометричным максимумом амплитудой более 400 нТл, точно совпадающим с гравитационным (рис. 3.7). Более того, в полном соответствии с конфигурацией аномалий силы тяжести к юго-востоку располагается сопряженный магнитный минимум, также полностью соответствующий гравитационному. В то же время северное обрамление основного минимума имеет существенные отличия. Если в поле силы тяжести минимум ограничивается с севера в целом единой положительной аномалией, то в магнитном поле на севере он граничит с интенсивным максимумом. Сопровождающие его минимумы меньшей интенсивности отделены от основного минимума относительно положительными «перемычками».

Моногенность аномалий подтверждается результатами сопоставления наблюдаемых и вычисленных с использованием процедуры конверсии гравитационного и магнитного полей. Полное совпадение конфигурации аномалий обоих полей в сочетании с их размером и интенсивностью неопровержимо свидетельствует о большой глубине моноисточника возмущения, находящегося внутри кристаллического фундамента, что подтверждается проведенными расчетами глубин верхней кромки.

Контур перспективной зоны в пределах акватории был определен путем вычисления градиента дисперсии функции ПНГ силы тяжести по ряду профилей с различными параметрами вычислений. Максимумы градиентов дисперсии располагаются на глубинах 1000–1400 м, в наиболее «глубокой» части гравитационного минимума, образуя зону широтного простираения в восточной части площади, которая постепенно сужается в юго-западном направлении. Эти результаты хорошо согласуются с интегральным контуром нефтегазоносности, полученным в результате структурных факторов. Таким образом, зона совпадения описанных контуров представляется наиболее достоверной, поскольку практически совпадающие результаты получены различными способами и на основе разных дашных.

Сейсмо-плотностное моделирование по перпендикулярным к интерпретационным (меридиональным) профилям показало, что аномальное гравитационное поле (описанный минимум) обусловлено разуплотнением в сеноманских отложениях. Исследованиями установлено, что вероятность наличия крупных газовых залежей на изучаемом участке акватории Обской губы очень велика. Контур перспективной на обнаружение ископаемых углеводородов зоны, который получен в результате анализа микроструктуры аномального гравитационного поля (в основной части совпадающего с интегральным контуром нефтегазоносности), представляется весьма достоверным.

Из вышесказанного следует:

1. Практически все известные месторождения района Обско-Тазовской губ четко приурочены к минимумам магнитного и гравитационного аномальных полей.
2. Выявленные и закартированные дизъюнктивные нарушения являются реальными – и соответствуют границам известных крупных тектонических блоков.
3. Данные потенциальных полей позволяют выявить перспективные объекты для дальнейшей их подготовки к глубокому бурению.

ГЛАВА 4. Аэрогеофизические методы

Аэрогеофизические методы и технологии находят свое применение на всех этапах изучения нефтегазоперспективных территорий, начиная с ранних стадий опоскования, и вплоть до транспорта добытой нефти и газа. При этом использование результатов аэрогеофизических съемок на ранних стадиях изучения перспективных территорий прочно вошло в мировую практику.

Увеличение объемов аэрогеофизических работ при изучении объектов нефтегазового комплекса, в первую очередь, связано с прогрессом аэрогеофизических технологий, обусловленным широким внедрением в практику работ спутниковых навигационных систем, использованием современной элементной базы (микропроцессорных технологий), развитием новых систем интерпретации данных.

Современные аэрогеофизические съемки обеспечивают высокую мобильность за счет использования серийной авиационной техники и приборов летательного аппарата в течение нескольких дней, производительность – до 30 000 пог. км аэро-съемок в месяц одним бортом, детальность – определение плановых и высотных координат точек наблюдений с точностью лучше ± 1.0 м, выполнение кондиционных геофизических съемок вплоть до масштаба 1 : 5 000, эффективность – на порядок дешевле аналогичных наземных съемок без потери информативности.

В ходе выполнения геологоразведочных работ широко используются на различных этапах материалы аэрокосмических съемок. Данные обладают высокой плотностью исходной информации на единицу площади, обеспечивая естественную генерализацию изучаемых объектов, их взаимный контроль с помощью съемок, а также возможность выявления малоамплитудных структур. Характеристика задач поиска и разведки месторождений нефти и газа и используемых для их решения аэрокосмических систем наблюдения представлена в таблице 4.1 (В.Г. Акавецкий) [1].

За последние годы только на территории РФ выполнено свыше 1 200 000 пог. км съемок с целью геофизического обеспечения нефтегазопосковых работ, в том числе на шельфе Охотского, Каспийского и Баренцевого морей (рис. 4.1).

Задачи аэрогеофизической съемки:

1. Изучение геологического строения кристаллического фундамента:

- морфология поверхности;
- вещественно-петрофизическое картирование;
- разрывные нарушения;
- объемное моделирование.

2. Изучение геологического строения осадочного чехла:

- морфология опорных горизонтов;

Таблица 4.1 – Характеристика задач поиска и разведки месторождений нефти и газа и используемых для их решения аэрокосмических систем

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП	
1-я стадия: прогноз нефтегазоносности	2-я стадия: оценка зон нефтегазоаккумуляции
Выделение литолого-стратиграфических комплексов и этапов геотектонического развития, тектоническое районирование	Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами
Выделение нефтегазоперспективных комплексов и зон нефтегазоаккумуляции, нефтегазогеологическое районирование	Уточнение нефтегазогеологического районирования. Выделение крупных ловушек
Качественная оценка перспектив нефтегазоносности	Выбор районов и установление очередности проведения поисковых работ
СЪЕМОЧНЫЕ СИСТЕМЫ. Разрешение объектов 200-1000 м: NOAA, TERRA (камера MODIS), (США), Ресурс-01 (МСУ-СК) (Россия)	
ПОИСКОВЫЙ ЭТАП	
1-я стадия: выявление объектов (залежей)	2-я стадия: поиск месторождений (залежей)
Выявление условий залегания и геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов	Детализация выявленных перспективных ловушек и прогноза пространственного положения предполагаемых залежей
Выявление перспективных ловушек	Выбор мест заложения поисковых скважин
Выбор объектов и определение очередности их подготовки к поисковому бурению	Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение
СЪЕМОЧНЫЕ СИСТЕМЫ. Разрешение объектов 10-200 м: Landsat, Terra (ASTER) (США), IRS-1C, IRS-1D (LISS) (Индия), SPOT (Франция), Ресурс-Ф1, Комета, Метеор, Ресурс-01 (МСУ-Э) Россия)	
РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП	
1-я стадия: оценка залежей	2-я стадия: подготовка залежей к разработке
Установление основных характеристик месторождения (залежей)	Доизучение залежей и месторождений в процессе разработки
Выбор объектов разведки	Выбор мест бурения скважин
СЪЕМОЧНЫЕ СИСТЕМЫ. Разрешение объектов 1-10 м: Landsat, Terra (ASTER) (США), IRS-1C, IRS-1D (Pan) Cartosat-1,2 (Индия), SPOT (Франция), Ресурс-Ф1, Комета, Ikonjs, OrbView Bird (США), EROS-1F, 1B (Израиль), Ресурс-ДК1 (Россия), аэросъемка	

- влияние наложенных процессов;
- разрывные нарушения: унаследованность, иерархия.

3. Прогноз и локализация залежей углеводородов:

- в породах кристаллического основания;
- в толще осадочных образований;
- в верхней части разреза, под действием мигрирующих флюидов.

В состав комплекса аэрогеофизических методов входит:

1) аэромагнитная съемка (до 100 измерений в секунду при чувствительности 0.001 нТл);

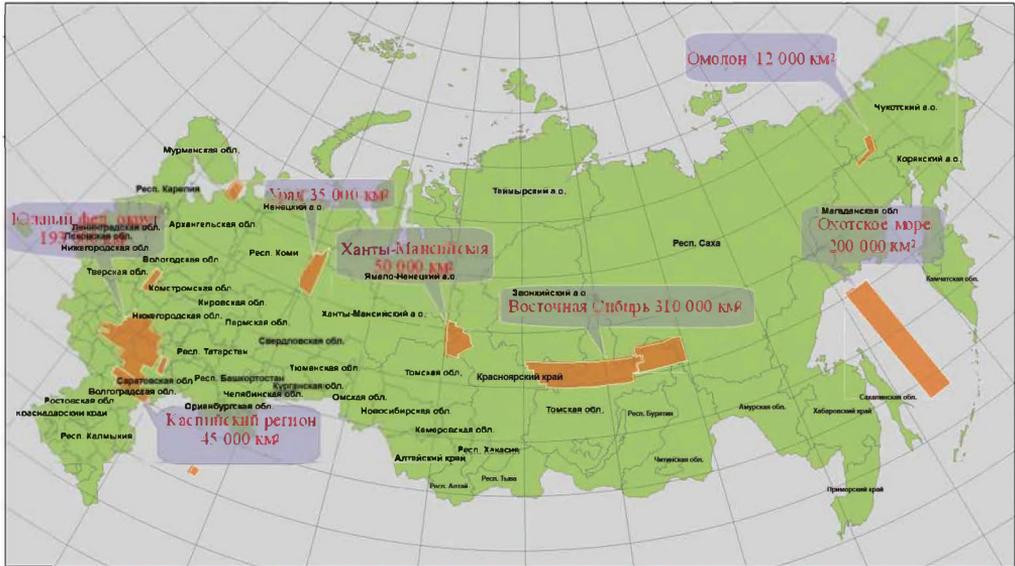


Рис. 4.1 – Карта изученности Российской Федерации аэрокосмическими методами (П. С. Бабаянц, О. Р. Контарович)

2) аэрогравиметрия со струнными или компенсационными гравиметрами (погрешность определения аномалий силы тяжести в редукции Буге $0.2 \div 0.5$ мГал).

При необходимости комплекс может быть дополнен газовой аэросъемкой с определением концентрации метана и пропана в слое атмосферы между летательным аппаратом и земной поверхностью.

В настоящее время в мире используются как традиционные летательные аппараты (ЛА), так и беспилотные ЛА (рис. 4.2). Беспилотные ЛА могут позволить без риска для экипажа выполнять съемку на более низких, чем в традиционной аэрогеофизике, высотах, что увеличивает детальность геофизической съемки по сравнению с классическим вариантом – с одной стороны, и сокращает объем наземной съемки – с другой.

4.1. Аппаратура для аэромагнитных съемок

Аэромагнитометры. В настоящее время для выполнения аэромагнитных съемок используются практически исключительно магнитометры, использующие в качестве чувствительного элемента квантовые датчики серии CS (CS-3, CS-L) фирмы Scintrex (Канада).

Построенные на их основе аэромагнитометры характеризуются высокой точностью (чувствительность – до 0.0005 нТл), быстродействием (до 100 измерений в



Рис. 4.2 – Авиационная техника и беспилотный летательный аппарат для выполнения аэрогеофизических работ

секунду), устойчивостью к градиенту магнитного поля (до 20000 нТл/м), широким рабочим диапазоном (17000–100000 нТл), большой активной зоной датчика, широким диапазоном рабочих температур (от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$), высокими помехо- и виброустойчивостью и т.д. Указанные технические характеристики обеспечивают возможность выполнения кондиционных магнитных съемок вплоть до масштаба 1 : 5 000.

Аэрогравиметры. В мире производятся и используются для выполнения съемок аэрогравиметры серии GT – разработка российской компании «Гравиметрические технологии»; AirGrav канадской компании Sander Geophysics; «Чекан АМ» производства Санкт-Петербургского завода «Электроприбор»; Lacoste & Romberg, разработанный в одноименной компании, объединившейся впоследствии с фирмой Scintrex. Две последние системы фактически представляют собой модифицированные для выполнения аэросъемок морские гравиметры – и заметно уступают по своим техническим характеристикам аэрогравиметрам GT и AirGrav, которые, в свою очередь, сравнимы по своим параметрам.

Однако AirGrav производится компанией Sander Geophysics исключительно для собственных нужд и не продается на сторону – можно лишь заказать компании Sander Geophysics выполнение съемок с их использованием. Таким образом, с учетом особенностей российского законодательства на территории России выполнение аэрогравиметрических съемок требуемого качества возможно только с приборами серии GT (GT-1, GT-2, GT-X).

Основные проблемы аэрогравиметрии связаны с необходимостью измерения и учета действующих на гравиметр возмущающих ускорений летательного аппарата (ЛА), амплитуда которых может превышать полезный сигнал (аномалию силы тяжести) на 3–4 порядка. Решение этой задачи требует использования частотных фильтров значительной (60–100 секунд) протяженности. Отсюда пространственное разрешение аэрогравиметрии вдоль линии полета составляет 2–8 км (в зависимости от скорости ЛА).

Опыт использования аэрогравиметрии в различных геолого-ландшафтных условиях свидетельствует, что при соблюдении определенных технических требований аэрогравиметрическая съемка может полностью удовлетворять условиям масштаба 1 : 100 000 при использовании в качестве носителя самолета и 1 : 200 000 – при использовании вертолета (за счет более низкой скорости).

Качество современных аэрогеофизических съемок

Сравнение результатов аэромагнитной и аэрогравиметрической съемок разных лет и масштаба съемки показывает, что развитие технологий и повышение точности измерительной аппаратуры улучшает качество аэрогеофизических съемок и надежность геологической интерпретации. Современные съемки обеспечивают высокую надежность и достоверность геологических выводов, поэтому зачастую проводят новую съемку, позволяющую получить более качественную информацию (рис. 4.3–4.4).

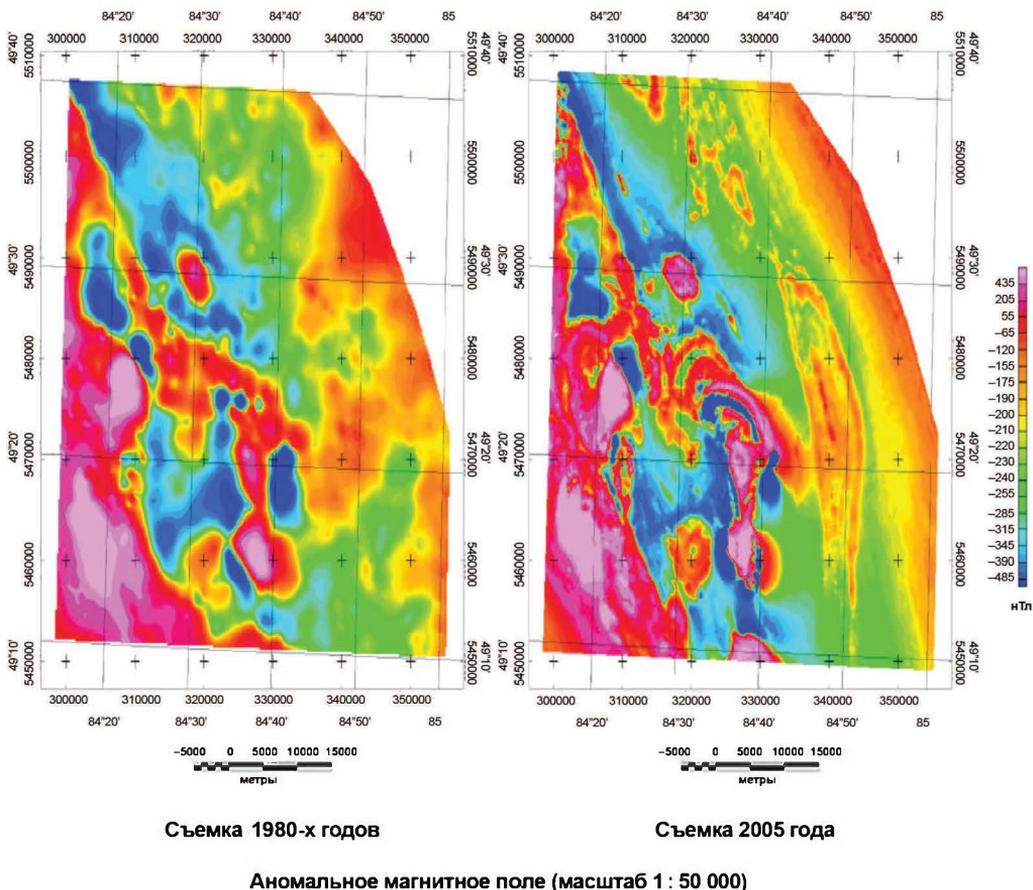


Рис. 4.3 – Результаты аэромагнитной съемки разных лет

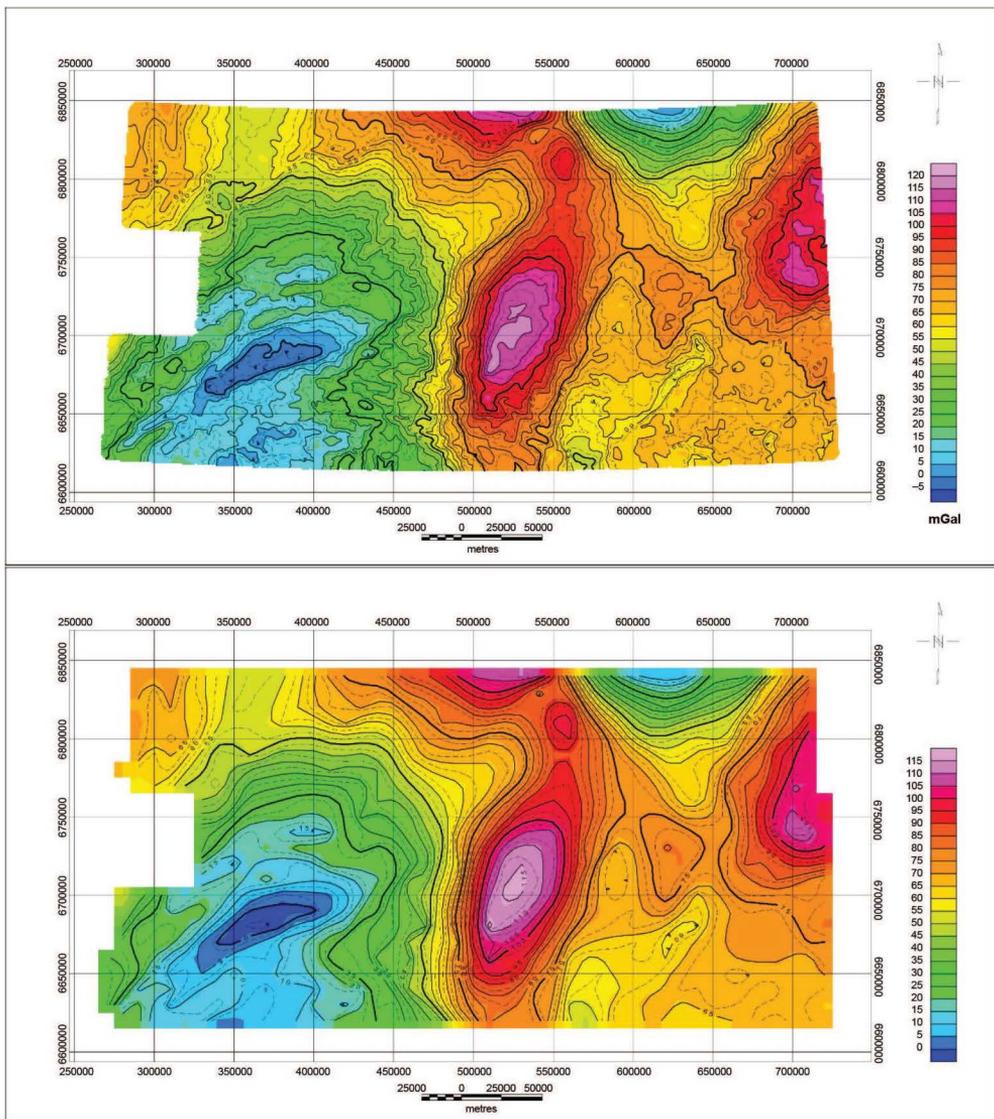


Рис. 4.4 – Сопоставление результатов аэрогравиметрических съемок масштабов 1:200 000 (сверху) и 1:2 500 000 (снизу)

4.2. Изучение геологического строения кристаллического фундамента

Ведущим аэрогеофизическим методом в решении этой задачи является магниторазведка, поскольку в пределах платформенных областей основная часть ано-

мального магнитного поля связана именно с верхней частью кристаллического фундамента. Фактически в таких регионах аэромагнитная съемка является прямым методом изучения строения верхней части фундамента, – что в процессе интерпретации эффективно реализуется с помощью специализированного пакета программ СИГМА-3D (П. С. Бабаянц, Ю. И. Блох, А. А. Трусов) [5].

Нефтегазоносность фундамента различных регионов мира из чисто теоретической переходит в практическую проблему нефтяной геологии, требующей целенаправленных комплексных геолого-геофизических и тектонофизических исследований, учитывающих специфику объекта. Исследования последних десятилетий показали, что в породах фундамента нефтегазоносных областей встречаются трещиноватые и кавернозные зоны, в которых могут накапливаться углеводороды (УВ) в промышленных масштабах.

Знания о геологическом строении фундамента помогают правильному пониманию процесса формирования осадочного чехла и закономерностей размещения в нем нефтяных и газовых месторождений. Открытие в породах верхней части кристаллического фундамента нескольких десятков крупных и уникальных месторождений углеводородов, в том числе таких, как Белый Тигр и Дайхунг во Вьетнаме, показало непосредственные перспективы поисков нефти и газа в самом фундаменте (рис. 4.5).

Наличие резервуара в фундаменте обусловлено главным образом влиянием тектонических факторов. Керн фундамента практически повсеместно пронизан трещинами, ширина которых иногда достигает 10–30 мм. Большое значение на формирование коллекторов оказывает и гидротермальная деятельность [9].

Полученная с помощью аэрогеофизических технологий информация об особенностях строения кристаллического фундамента и осадочного чехла, уточнение



Рис. 4.5 – Нефтенасыщенный керн из пород фундамента месторождения Дайхунг на шельфе Южного Вьетнама

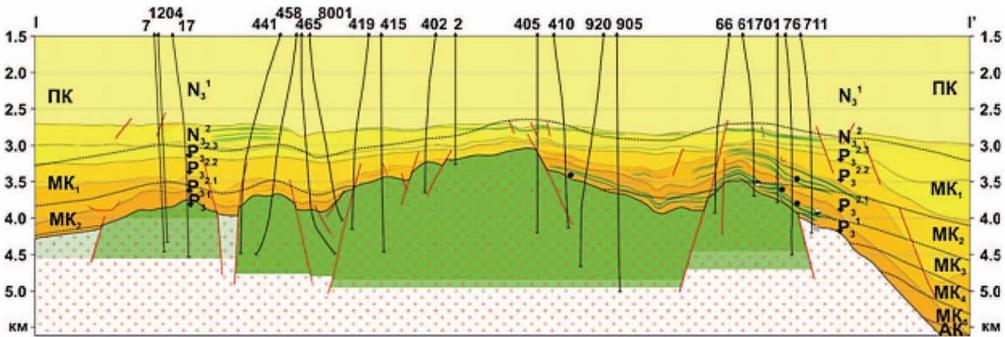


Рис. 4.6 – Глубинный разрез, секущий месторождение Белый Тигр (СРВ) по профилю I-I'

структурно-тектонической позиции территории, возможность идентификации при благоприятных условиях прямых признаков локализации залежей углеводородов позволяют существенно снизить затраты на дорогостоящие 3D-сейсморазведку и поисковое бурение (рис. 4.6).

В то же время эффективность аэрокосмических работ сильно зависит от качества исходных полевых материалов. Хотя объекты исследований при поисках месторождений нефти и газа имеют значительные размеры, как в плане, так и в разрезе, порождаемые ими аномалии не всегда достаточно контрастны.

Изучение рельефа поверхности фундамента

Обычно построение карт рельефа кровли погребенного фундамента производится по данным бурения и сейсморазведки. При этом общая совокупность точек, где имеются более или менее надежные сведения о глубинах фундамента, как правило, остается весьма ограниченной, а их расположение в плане – чрезвычайно неравномерным. Эффективность картирования поверхности кристаллического фундамента в плитной части платформ можно значительно повысить за счет привлечения дополнительной информации, получаемой с помощью магнитной съемки.

Разработана обобщившая предыдущие достижения в этой области технология ROMGAS, которая входит в пакет программ СИГМА-3D. Она базируется на определении координат особых точек функций, описывающих магнитные аномалии, по амплитудному спектру, вычисляемому в скользящем окне. Точность определения глубин при этом обычно не хуже 10%, а в благоприятных условиях значительно выше.

Погрешность определения глубин по данным аэромагнитной съемки существенно выше, чем по результатам сейсморазведки, однако неоспоримым преимуществом первой является равномерное – и статистически весьма представительное – покрытие

исследуемых территорий. Кроме того, поверхность кристаллического фундамента в большинстве районов страны является плохо отражающей, что создает значительные трудности в ее идентификации по данным сейсморазведки. Характер получаемых с помощью технологии ROMGAS данных проиллюстрирован на рисунке 4.7.

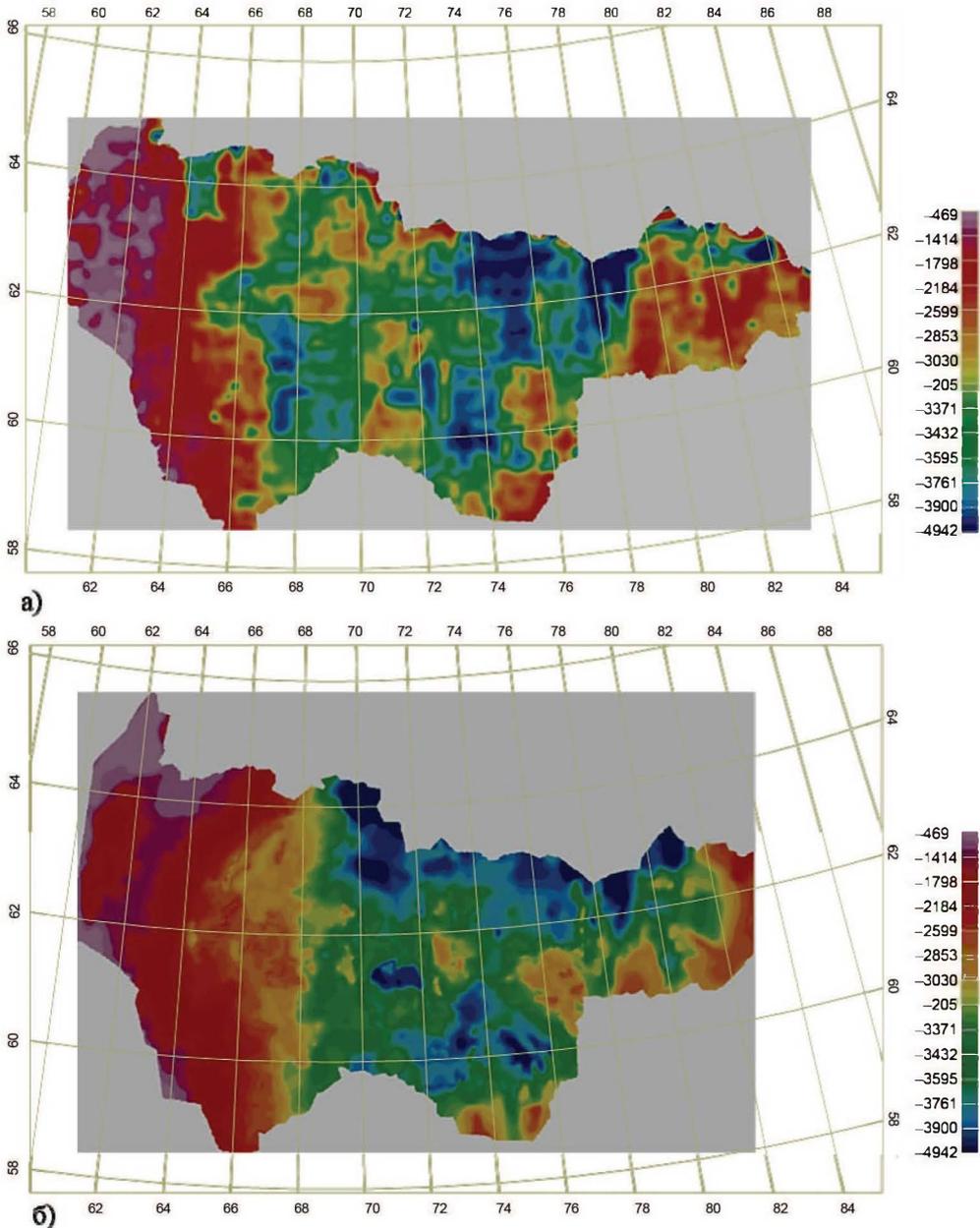


Рис. 4.7 – Рельеф палеозойского фундамента по данным а) магнитосъемки, б) сейсмоки и бурения

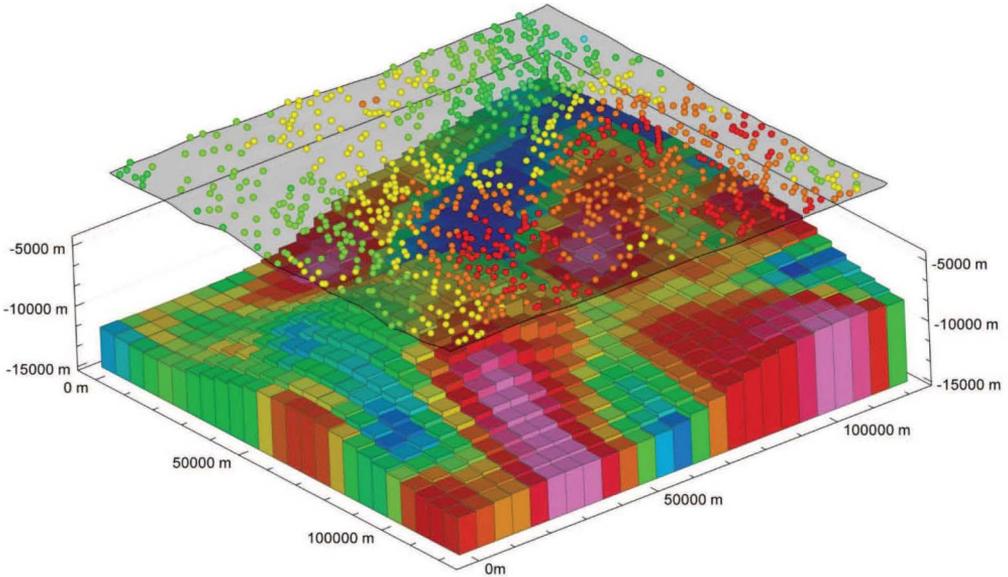


Рис. 4.8 – Литолого-петрофизическое картирование погребенного фундамента (Северный Каспий)

Литолого-петрофизическое картирование фундамента проводится на основе прямого физико-математического моделирования гравитационного и магнитного полей с использованием модели субгоризонтального слоя с латерально изменяющимися намагниченностью и плотностью (технология REIST из пакета СИГМА-3D).

Верхняя кромка моделируемого слоя задается по данным бурения, сеймики, электромагнитных зондирований, а также с привлечением информации, полученной с помощью программы ROMGAS. Нижняя кромка слоя, как правило, принимается горизонтальной, а ее альтитуда оценивается по спектру интерпретируемого поля (рис. 4.8).

Указанные методы позволяют закартировать количество разрывных нарушений в осадочном чехле и фундаменте на единицу площади, что очень важно при оценке перспектив нефтегазоносности и для изучения геологического строения площади. При малом их числе затруднена миграция углеводородов в потенциальные ловушки, а при большом – происходит их чрезмерное рассеивание. В связи с этим выявление разломов в фундаменте и осадочном чехле, а также прослеживание их унаследованности по данным аэрогеофизических методов помогает в решении одной из важнейших задач нефтегазовой геологии.

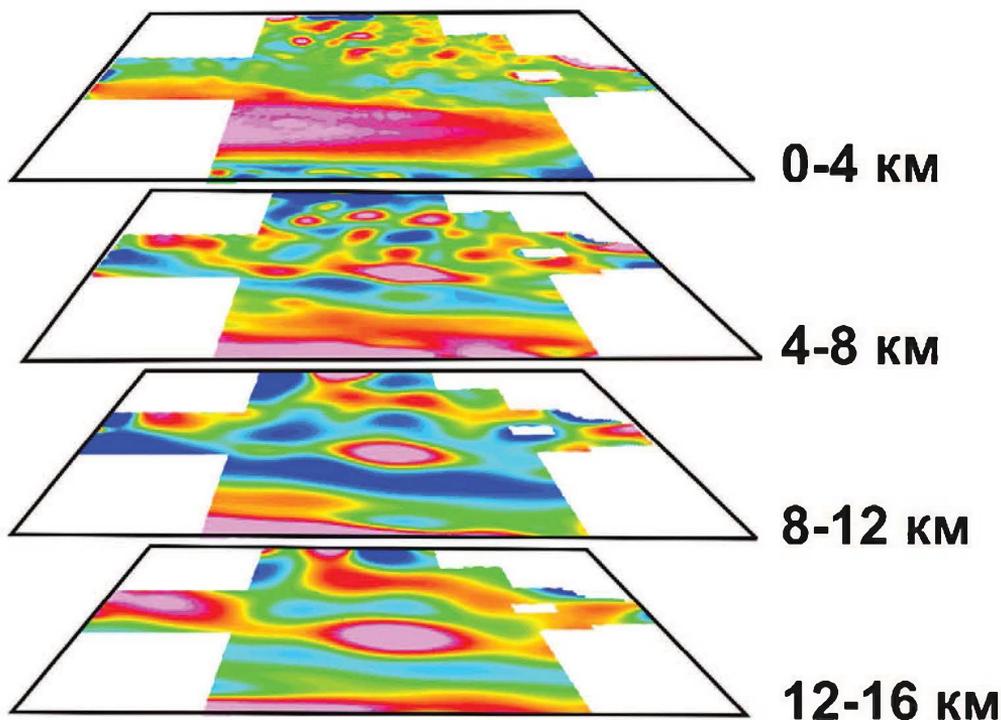


Рис. 4.9 – Результаты интерпретационной томографии по данным аэромагнитной съемки

Картирование разрывных нарушений в фундаменте по данным потенциальных методов является вполне традиционной для геофизики задачей – и осуществляется как традиционными методами, так и с использованием специально разработанных методов линеamentного анализа полученных петрофизических моделей. При этом наиболее контрастно проявленные тектонические нарушения отчетливо выделяются в результатах объемного моделирования потенциальных полей.

По данным аэромагнитной съемки проводится также изучение пространственной морфологии аномальных объектов в фундаменте с помощью интерпретационной томографии. При этом последовательный процесс моделирования наиболее глуболежащих слоев дает возможность послойного изучения среды.

На рисунке 4.9 приведены результаты интерпретационной томографии по данным аэромагнитной съемки для территории Северного Прикаспия – в виде погоризонтных срезов объемной модели распределения эффективной намагничен-

ности. Выделенные слои (снизу вверх) последовательно характеризуют верхнюю часть разреза фундамента; подсолевые отложения; соленосные толщи; надсолевые отложения [4].

4.3. Изучение геологического строения осадочного чехла

Магнитные и гравитационные свойства образований осадочного чехла зависят как от состава и плотности слагающих его пород, так и от влияния наложенных процессов, в частности, под воздействием вертикально мигрирующих от залежи легких углеводородов или пластовых вод. В связи с этим в ряде случаев характер распределения магнитного и гравитационного полей может прямо отражать отдельные элементы геологического строения осадочного чехла.

Аэрогеофизические методы при поисках месторождений углеводородов по магнитным и гравитационным полям позволяют выполнить разделение полей фундамента и осадочного чехла. Программный пакет REIST даст возможность определить морфологию опорных горизонтов. Для разделения, как правило, оказывается достаточным вычесть поле модели фундамента из исходного аномального поля.

Моделирование остаточных гравитационного и магнитного полей методами интерпретационной томографии позволяет получить объемные модели распределения эффективных параметров, характеризующие морфологию плотностных (магнитных) свойств.

Модель распределения эффективной плотности, полученная по остаточному гравитационному полю с помощью аппроксимационной интерпретационной томографии в слое от 0 м до –5000 м, показана на рисунке 4.10.

В районах развития солянокупольной тектоники по результатам комплексной интерпретации аэрогеофизических данных удается с достаточно высокой точностью оценить морфологию кровли соленосных толщ. При этом на первом этапе интерпретации выполняется редуцирование гравитационного поля на влияние фундамента с использованием его модели, полученной по магнитному полю, а затем методами регрессионного анализа с использованием данных бурения (2–3 скважины) вычисляются альтитуды кровли солей [П. С. Бабаянц, О. Р. Коитарович [5].

Объемные модели распределения эффективной плотности, полученные методами интерпретационной томографии по остаточному гравитационному полю, характеризуют пространственную морфологию элементов солянокупольной тектоники.

Аэрогеофизические методы являются эффективным средством изучения нефтегазоперспективных территорий, предоставляя информацию о геологическом

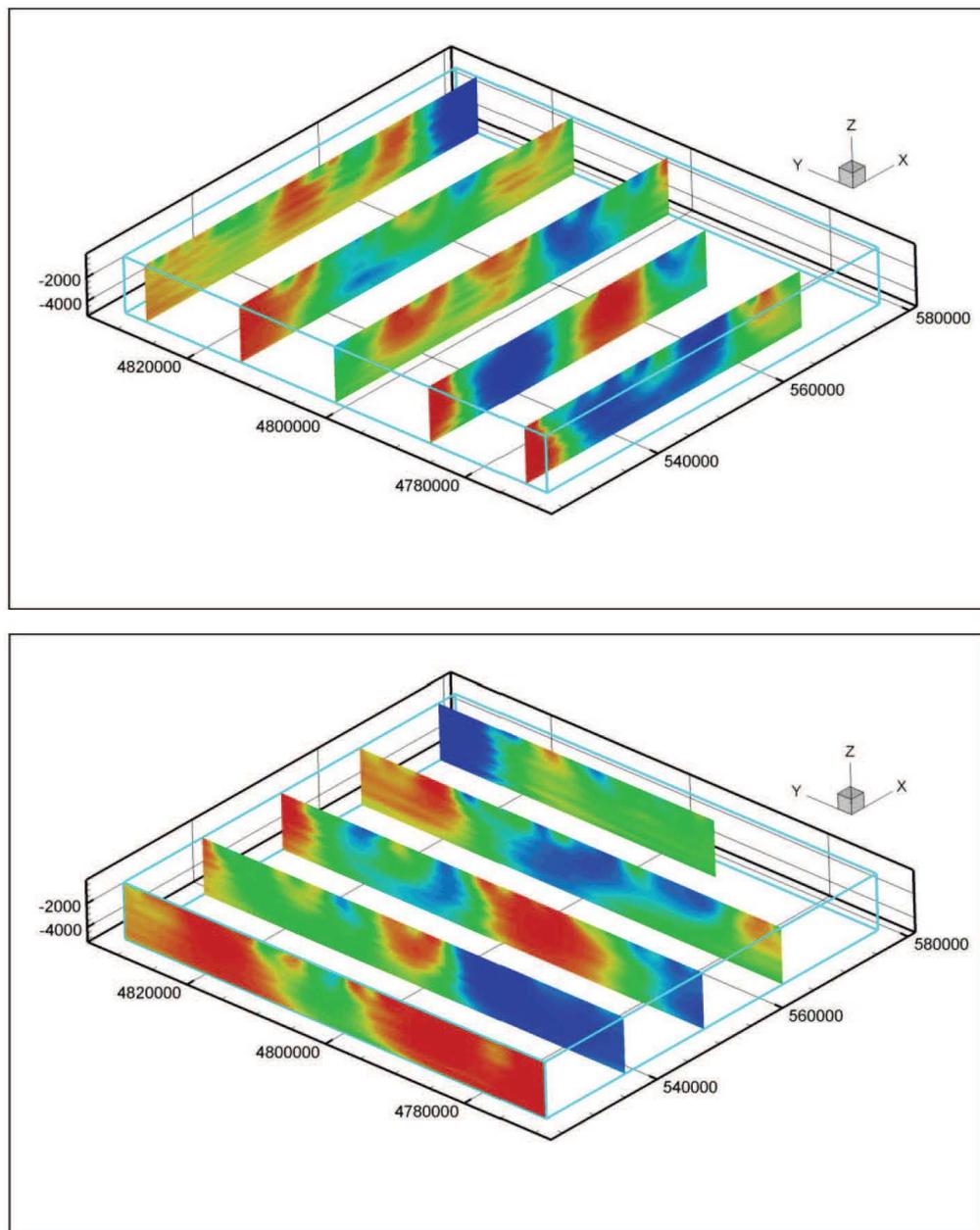


Рис. 4.10 – Модель распределения эффективной плотности

строении кристаллического фундамента и осадочного чехла, а также в благоприятных случаях – непосредственно о распределении залежей.

ГЛАВА 5. Морская электроразведка

5.1. Физическо-геологические основы метода

Электрическая разведка (электроразведка) включает в себя значительно больше разнообразных методов, чем любая другая полевая геофизическая разведка. Это объясняется тем, что используемые в электроразведке поля могут быть постоянными или переменными во времени, а также могут возбуждаться как искусственными, так и естественными источниками.

Учитывая, что не все методы электроразведки могут быть применены при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений, рассмотрим только те из них, которые широко используются для решения задач нефтегазовой геологии.

При поисках и разведке месторождений нефти и газа электроразведку используют главным образом для изучения структурных условий залегания интересующих слоев осадочных пород, с которыми связаны залежи нефти и газа (структурная электроразведка).

В комплексе с другими полевыми геофизическими методами электроразведка находит применение для непосредственного выявления нефтегазовых залежей. Эта возможность основана на том, что нефте- и газосодержащие породы обычно имеют значительно более высокое электрическое сопротивление по сравнению с водонасыщенными породами – и обладают свойствами поляризуемости.

В электроразведке используют как искусственные, так и естественные переменные и постоянные электромагнитные поля. Искусственное поле получают при пропускании постоянного и переменного электрического тока через заземленные питающие электроды (гальванический способ) или через электрический контур на поверхности земли в виде петли достаточных размеров (индукционный способ).

Примером естественного переменного электромагнитного поля является магнитотеллурическое поле, наводимое в Земле процессами взаимодействия солнечного излучения с ее магнитосферой.

Компоненты электромагнитного поля

Распределение электромагнитного поля в среде подчинено законам электродинамики. Поле представляют в виде суммы двух изменяющихся во времени полей – электрического и магнитного, которые, взаимодействуя друг с другом, образуют единое электромагнитное поле. Взаимодействие электрического и маг-

нитного поля обуславливает распространение в среде электромагнитных волн, характеристики которых (амплитуда, частота, скорость и т.п.) зависят от свойств среды (электрического сопротивления, диэлектрической и магнитной проницаемости).

Глубина проникновения h электромагнитной волны тем больше, чем выше сопротивление p горных пород. В изоляторе ($p = \infty$) волна не затухает и распространяется на сколь угодно большую глубину. В хорошем проводнике ($p \rightarrow 0$) $h \rightarrow 0$, что эквивалентно экранированию электромагнитного поля (например, радиоволн) металлическими проводниками.

Явление затухания электромагнитных волн в проводнике называется скин-эффектом (по-английски skin—кожа), а величина h — толщиной скин-слоя.

Глубина проникновения h электромагнитной волны зависит от периода (частоты) волны — чем больше период (меньше частота), тем глубже проникает волна, и наоборот, она поглощается тем быстрее, чем короче ее период (больше частота).

Глубина проникновения постоянного тока ограничивается глубиной верхнего высокоомного слоя, т.е. слоя высокого сопротивления (для переменного тока такое ограничение отсутствует).

Удельное электрическое сопротивление горных пород

Известно, что залежь углеводородов (УВ) обособлена в среде по всем физическим и химическим параметрам. С геофизической точки зрения, наиболее важным является повышение удельного сопротивления на 100–500 Ом·м по сравнению с совмещающей средой и повышение поляризуемости на 5–10%. Следует отметить, что связь между нефтегазонасыщенностью горной породы и её УЭС (выражаемая, например, с помощью закона Арчи) используется в скважинной электроразведке с момента её появления.

Таким образом, поисковыми признаками для электроразведки служит увеличение сопротивления в районе залежи, являющееся прямым способом разбраковки ловушек, обнаруженных сейсмическими методами. Дополнительным косвенным признаком может быть рост аномального отклика вызванной поляризации в геоэлектрических слоях, приуроченных, в первую очередь, к верхней части разреза.

По данным А.В. Тулупова [29], западными компаниями с применением технологии CSEM (controlled source EM) за последние 10 лет выполнено более 700 морских коммерческих проектов с целью выявления залежей УВ. Результаты бурения 86 скважин показывают значительное увеличение коэффициента успешности бурения скважин за счет учета данных электроразведки (рис. 5.1).

Не только различные породы, но и одни и те же их разновидности характеризуются большим диапазоном изменения удельного сопротивления, который составляет 10^{-3} – 10^{15} Ом·м. Горные породы с удельным электрическим сопротивлением 10^{-3} – 10^1 Ом·м относят к проводникам, с сопротивлением 10^2 – 10^7 Ом·м — к

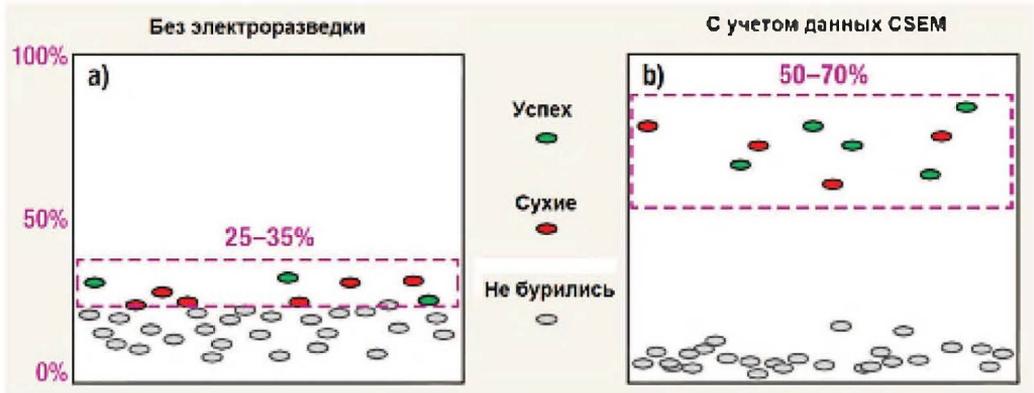


Рис. 5.1 – Повышение коэффициента успешности бурения за счет использования данных электроразведки с донными станциями

полупроводникам, свыше 10^8 Ом·м – к диэлектрикам. Удельные сопротивления некоторых минералов и горных пород приведены в таблице 5.1.

Из таблицы следует, что значения удельного сопротивления изверженных, метаморфических и сухих осадочных пород существенно различаются. В условиях естественного залегания некоторые осадочные породы имеют низкое удельное сопротивление, т.е. являются хорошими проводниками для постоянного электрического тока; к ним относятся породы со значительной пористостью и водонасыщенностью, удельное электрическое сопротивление которых определяется концентрацией и химическим составом минеральных растворов, а также степенью заполнения этими растворами порового пространства горной породы. Особенно низкое удельное сопротивление в пределах 10^{-2} – 10^2 Ом·м имеют песчано-глинистые породы.

Однако осадочные породы с малой пористостью (и, значит, малой водонасыщенностью имеют) весьма высокое удельное сопротивление – до 10^4 – 10^5 Ом·м; к таким породам, в частности, относятся ангидриты, гипсы, соль, а также плотные разновидности известняков, доломитов и др.

Удельное электрическое сопротивление пород, насыщенных нефтью или газом, оказывается существенно более высоким по сравнению с удельным сопротивлением тех же водонасыщенных пород. Это важное свойство нефтегазонасыщенных пород используют для выявления их в разрезе при наземных электроразведочных исследованиях, а также в скважинах.

Удельное сопротивление пород с возрастанием температуры уменьшается. Сопротивление осадочных пород уменьшается примерно в 2 раза при увеличении температуры на 40–50 °С. Так как с увеличением глубины возрастает и минерализация пластовых вод, и температура, то в глубоко зале-

Таблица 5.1 – Удельное электрическое сопротивление некоторых минералов и горных пород [по Ю. Н. Воскресенскому]

Минералы, горные породы	Удельное электрическое сопротивление, Ом·м
<i>Минералы</i>	
Пирит	0,1
Магнетит	0,6 – 1,0
Графит	0,03
Соль (не чистая)	$3 \cdot 10^3 - 5 \cdot 10^5$
Серпантин	$2 \cdot 10^4$
Сидерит	$7 \cdot 10^3$
<i>Магматические породы</i>	
Гранит	10^8
Диорит	10^6
Габбро	$10^7 - 10^9$
Диабаз	$3,1 - 10^5$
<i>Метаморфические породы</i>	
Гранито-гнейс	$2 \cdot 10^7$
Сланец	$6,4 \cdot 10^4 - 6,5 \cdot 10^6$
Биотитовый гнейс	$10^3 - 10^9$
<i>Осадочные породы</i>	
Глина (сухая)	$2 \cdot 10^3 - 2 \cdot 10^5$
Галька (конгломерат)	$2 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^6$
Песчаник (сухой)	$7 \cdot 10^5$
Известняк	$10^4 - 10^6$
Нефтенасыщенный песок	$4 \cdot 10^2 - 2,2 \cdot 10^4$

гающих осадочных толщах предполагается уменьшение значений удельных сопротивлений.

Величина удельного сопротивления зависит от направления прохождения тока через горные породы, что объясняется анизотропией структуры пустотного пространства (рис. 5.2).

Обычно анизотропия вызвана тонкослоистостью разреза, причем при прохождении тока перпендикулярно к слоистости сопротивление оказывается больше, чем при прохождении тока вдоль слоистости. Степень этого различия характеризуется *коэффициентом анизотропии*.

$$\lambda_a = \sqrt{\frac{\rho_{\perp}}{\rho_{\parallel}}},$$

где – ρ_{\perp} и ρ_{\parallel} удельные электрические сопротивления при прохождении тока соответственно поперек и вдоль слоистости. Коэффициент анизотропии удельного сопротивления для большинства горных пород находится в пределах 1–1,5,

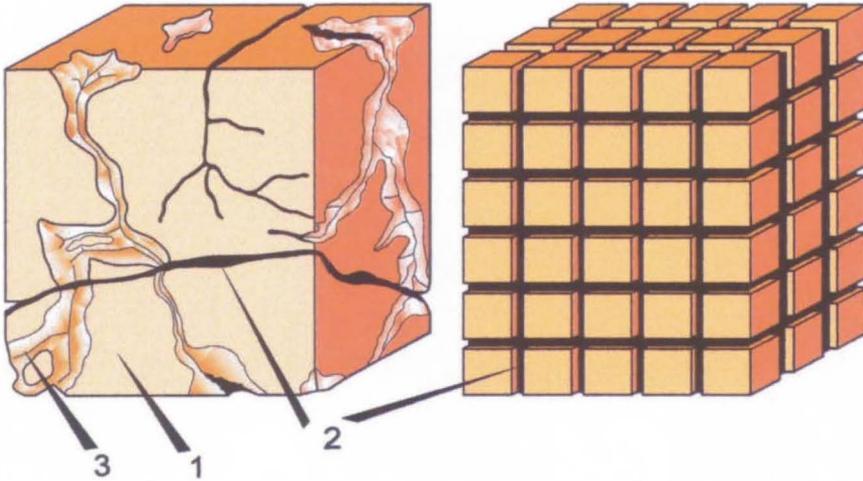


Рис. 5.2 – Модель трещинно-кавернозного коллектора в массивных породах (модификация модели Уоррена и Рута, 1963)

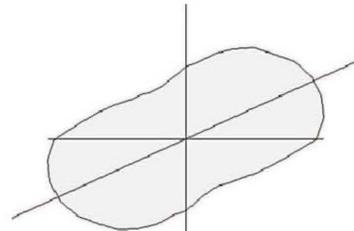
1 – матрица; 2 – макротрещины

3 – измененная часть породы с кавернами и микротрещинами



а)

Rose orientation diagram
Specimen = поры, mag. = 0,00, Ka = 57,78%, angle = 25,00 deg



б)

Рис. 5.3 – а – фотография участка пластины полноразмерного керна, угол главного направления фильтрации (показано стрелкой) – 25,5 град. от горизонтали. Увеличение 5; б – роза ориентации крупнопоровых каналов. $K_a = 57,78\%$, угол интегральной ориентации 25,0 град. Разница с главным направлением фильтрации – 0,5 град [В.А. Кузьмин]

достигая 2–3 у сильно сланцеватых пород. Наличие анизотропии горных пород подтверждается изучением методом электронной микроскопии и компьютерного анализа изображений. Указанные свойства влияют на проницаемость пород и величину удельного электрического сопротивления (рис. 5.3).

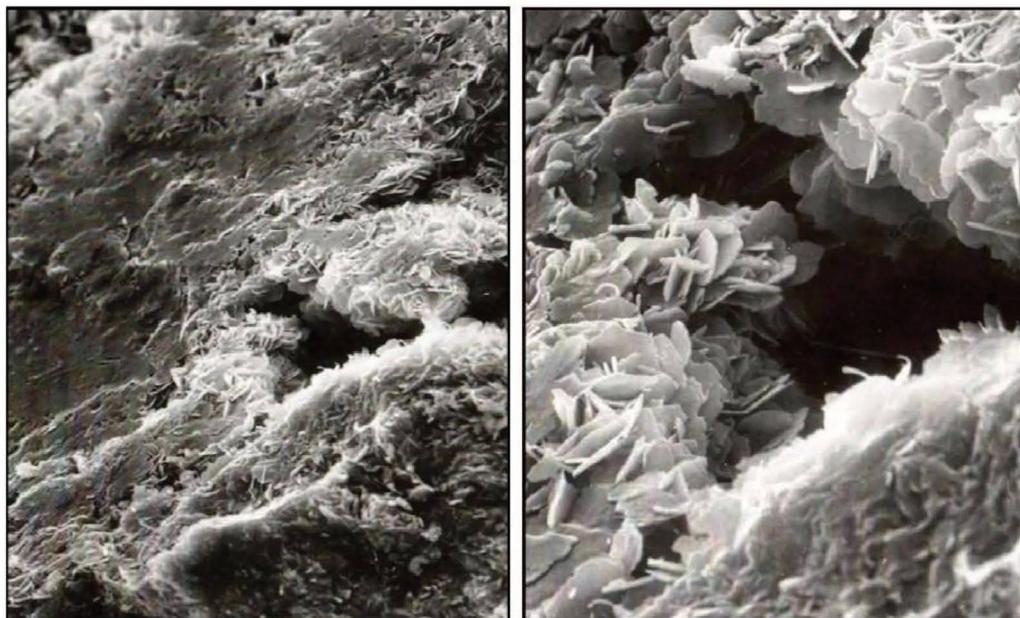


Рис. 5.4 – Растровая электронная фотография. Поверхность порового канала образована глинистыми минералами. Скважина 50-Р Геофизическая, интервал 2785-2799, песчаник

Петрофизические модели тонкодисперсных терригенных пород были бы неполными без учета одной принципиально важной характеристики коллектора – удельной поверхности, которая наряду со структурными параметрами определяет физико-химические, электрические и другие свойства этих образований (рис. 5.4).

5.2. Методы электроразведки

Методы постоянного тока с искусственным его возбуждением объединяют под общим названием метода сопротивлений (рис. 5.5). Метод сопротивлений осуществляется в виде трех модификаций – вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), дипольного электрического зондирования (ДЭЗ) для изучения геологического разреза по вертикали, а также электрического профилирования (ЭП) для изучения разреза по горизонтали.

К методам переменного тока с искусственным его возбуждением относятся три модификации – метод *вызванной поляризации* (ВП), метод *частотного зондирования* (ЧЗ) и метод *зондирования становлением электромагнитного поля* (ЗС). Естественное поле Земли изучается магнитотеллурическим методом, включаю-

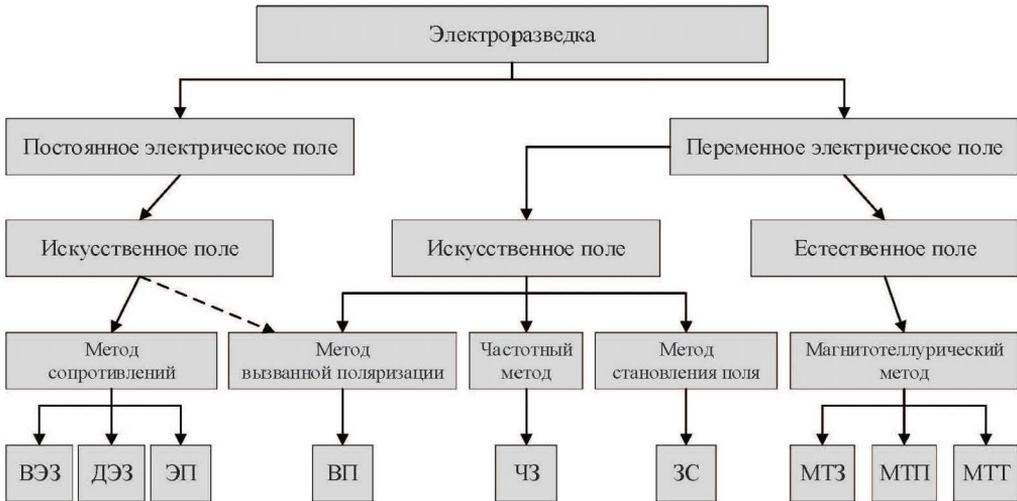


Рис. 5.5 – Классификация методов электроразведки в нефтегазовой отрасли (Ю.Н. Воскресенский)

щим в себя различные модификации. Основные из них – *магнитотеллурическое зондирование (МТЗ)*, *магнитотеллурическое профилирование (МТП)* и *метод теллурических токов (МТТ)*.

Морская электроразведка

Выполнение морских нефтегазопроисковых геофизических работ с целью поисков и оконтуривания нефтегазовых залежей осуществляется различными методами электроразведки, в том числе по технологии CSEM (controlled source EM) и дифференциально-нормированным методом геоэлектроразведки (ДНМЭ).

Особенности технологии CSEM (controlled source EM)

По технологии CSEM, приёмниками поля являются самовсплывающие донные станции, расставляемые с шагом 1–2 км, а генераторный диполь буксируется вблизи дна. Источник поля генерирует сигнал на нескольких фиксированных частотах, что позволяет получить зависимость измеренного сигнала от расстояния до источника.

Этот метод называют дистанционным частотным зондированием. Поскольку сигнал источника сосредоточен на нескольких известных частотах, то измерения являются в высокой степени помехоустойчивыми, что, как следствие, повышает глубину исследований. Дистанционные частотные зондирования ориентированы

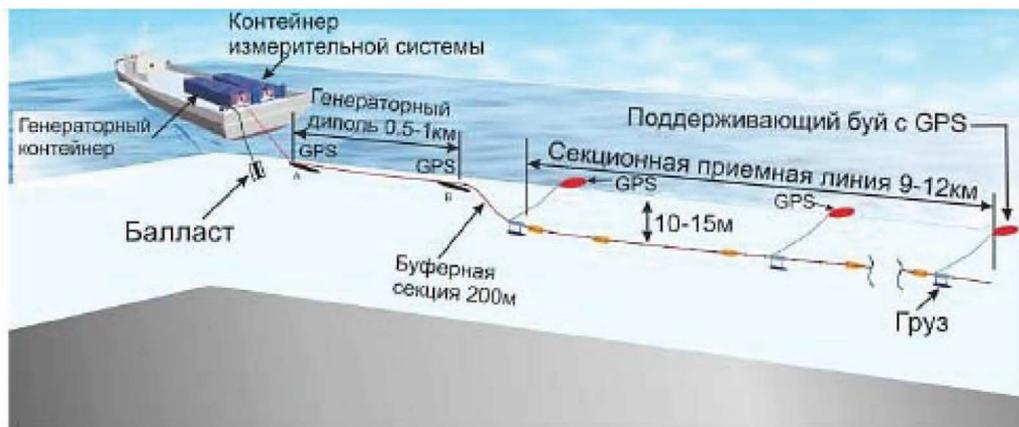


Рис. 5.6 – Конструкция длинномерного многоразносного стримера

на изучение удельного электрического сопротивления разреза, как прямой индикатор наличия углеводородов. Безусловным мировым лидером во внедрении морской электроразведки является норвежская компания EMGS. Недостатком технологии с донными станциями является ее дороговизна и малая производительность.

Авторами патента [30] было найдено новое техническое решение для производства морских электроразведочных работ, основой которого является длинномерный многоразносный стример (ДМС) (рис. 5.6).

Методика технологии заключается в следующем. Сигналы на парах приемных электродов, расположенных на приемной линии, измеряются одновременно во временном и частотном диапазонах, как во время токовых импульсов, так и во время пауз между ними. Инверсия данных осуществляется также одновременно в частотном и временном диапазонах.

В результате, достигается существенное повышение точности разведочных данных. Начальную часть стримера составляет генераторная линия длиной от 500 до 1000 м, с силой тока до 1000 А, генерируются двуполярные импульсы тока с паузой между ними или меандр. Генераторный диполь буксируется у поверхности воды. Буферная секция сочленяет генераторный диполь и приемную линию. Приемная линия является секционной, давая таким образом возможность наращивать длину приемной косы – в зависимости от глубины залегания предполагаемого коллектора.

Каждая секция имеет длину 1500 км, на ней располагается цифровой 4-канальный модуль с тремя парами неполяризуемых электродов. Расстояние между электродами в паре составляет 500 м. Вся измерительная установка, следовательно, представляет собой набор отрезков длиной по 500 м – причем производится синхронное измерение сигналов на всех отрезках. Сигналы измерительных кана-

лов можно суммировать, получая виртуальный канал с большей измерительной базой. Четвертый канал в каждом цифровом модуле является контрольным, он измеряет тестовый сигнал известной амплитуды и формы. Установка является мобильной и размещается в 3-х стандартных морских контейнерах.

Использование ДМС дает возможность обеспечить производительность в 80-120 пог. км в сутки, т.е. обеспечить масштабное внедрение морской электроразведки в производственные геологоразведочные работы на российском шельфе [29].

Особенности технологии дифференциально-нормированного метода электроразведки

Основные технические требования производства полевых работ выполненных в Обской губе Карского моря на одном из лицензионных участков – следующие:

- площадная съемка 2000 п.км² с расстоянием между профилями – 2.5 км., 30 старт-стопных измерений;
- шаг наблюдений в области нормального поля – 2 км;
- объем контрольных наблюдений – 5% от общего числа точек;
- допустимая погрешность наблюдений – 0.005;
- используемая аппаратура – аппаратурный комплекс ДНМЭ;
- Точность плановой привязки – 8 м;

Геологические задачи:

- выделение геоэлектрических неоднородностей осадочного чехла;
- поиск и оконтуривание нефтегазовых залежей в апт-альб и сенманских отложениях;
- исследование зоны распространения мерзлоты под акваторией губы;
- проведение опытно-методических работ по разработке методики наблюдений ДНМЭ на водной акватории пресноводных бассейнов;

Метод решения поставленных задач:

- площадная съемка ДНМЭ масштаба 1 : 100000;
- обработка полевых кривых с их моделированием;
- геоэлектрическое районирование площади исследований;
- выделение аномальных зон, их привязка к разрезу и корреляция по площади;
- построение схемы сопоставления геолого-геофизических материалов.

5.3. Особенности выполнения полевых работ ДНМЭ

При проведении работ морской модификацией метода ДНМЭ, в случае, если речь не идет о работах в пресноводных водоемах, заземление осуществляется в низкоомный верхний слой – морскую воду, сопротивлением в доли Ом. Тогда сила

тока определяется мощностью генератора, которая составляет для различных судов 100–150 кВт, возможностями коммутирующего устройства и удельным электрическим сопротивлением питающей линии.

Практически в производственном режиме при проведении морских работ на шельфе может быть достигнута величина тока в 400–450 А, в экспериментальном режиме – до 650 А. Длительность процесса выключения при этом достигает 10 мс и при обработке данных на эту величину вводится соответствующая поправка. В такой среде переходный процесс быстро затухает – и для получения устойчивого сигнала на поздних временах спада этих величин недостаточно [22].

Синхронизация работы коммутатора и приемной станции в морском варианте осуществляется по проводам. Заземление – заводнение осуществляется с помощью графитопластовых труб, играющих роль электродов. Длинной трубы регулируется сила тока в питающей линии. Технически это осуществляется путем присоединения подводящего кабеля к электроду, что позволяет выдерживать длительные токовые нагрузки в агрессивной морской среде. К кабелю припаиваются медные пластины, которые вставляются внутрь трубы, где напряженность поля равна нулю. Силовой и приемные кабели представляют собой плавающие косы с медными проводами. В то время, как косы транспортируются за судном, происходит непрерывная регистрация переходных процессов (рис. 5.7).

Конструкция приемной линии для проведения электроразведочных работ в морском варианте позволяет существенно уменьшить вклад помехи от волнения моря, повысив, тем самым, соотношение «сигнал-помеха» на этапе регистрации сигнала. Идея заключается в том, что негативное воздействие волн усред-

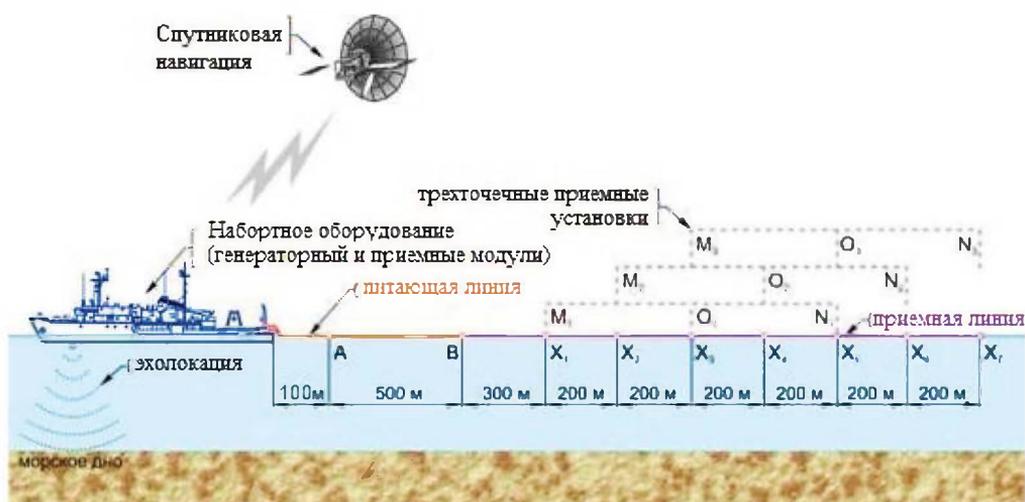


Рис. 5.7 – Схема проведения профильных морских измерений ДНМЭ

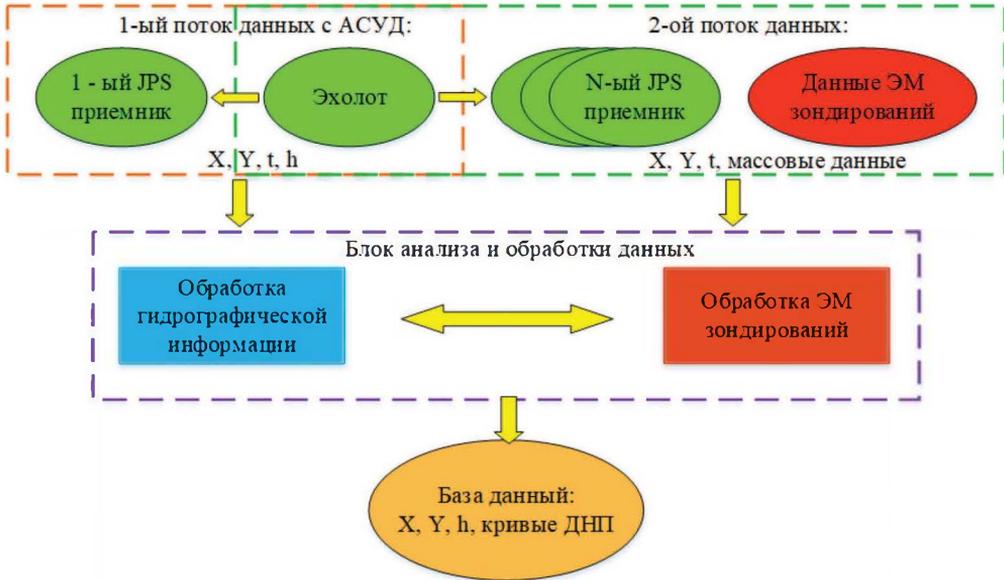


Рис. 5.8 – Схема комплексной обработки данных электромагнитных зондирований и гидрографических данных

няется на распределенном электроде. Опытным путем было найдено следующее технологическое решение: электроды из свинцовой проволоки длиной в десять метров каждый располагаются на притопленном кабеле с интервалом в 200 м. Общее число электродов – 7, из них сформированы три трехточечные приемные установки [8].

Прохождение судна по прямолинейному профилю осуществляется с помощью автоматической системы управления судном (АСУД). Эта система позволяет в автоматическом режиме удерживать судно на профиле в коридоре 10–15 м, при этом учитываются боковой снос, сила ветра и прочие факторы.

Для обработки морских геофизических исследований разработан морской вариант программно-измерительного комплекса ДНМЭ, позволяющего обрабатывать и приводить к единой временной сетке данные электромагнитных зондирований, показания эхолота, а также показания GPS-приемников. Эти данные разбиты на два потока: одни поступают с АСУД, другие – со стационарного компьютера, к которому подключены АЦП, эхолот и несколько GPS приемников, некоторые из них располагаются на плавающих линиях. Схема комплексной обработки данных электромагнитных зондирований и гидрографических данных показана на рисунке 5.8.

5.4. Методика и техника проведения полевых работ ДНМЭ

Перед началом полевых работ детально изучается картографический материал с нанесением на карты плановых точек прохождения профилей. При подготовке технических средств к полевым работам вся аппаратура настраивается – и проверяется на соответствие своим техническим характеристикам. Далее она монтируется на геофизическом судне и повторно проверяется во время стоянки в порту.

По заданным координатам судно выходит на курс за 2 км до точки начала профиля. Далее судно следует по профилю со скоростью не более 3-4 узлов. Время, координаты и глубина фиксируются с дискретностью 1 секунда. Навигационная привязка положения судна проводится по данным приёмника GARMIN GPS-48. Точность привязки места судна по результатам стояночных наблюдений составляет $\pm 3,3$ м.

Геометрические размеры установки выбираются с опорой на имеющуюся геолого-геофизическую информацию (кажущееся сопротивление по скважинам). Измерения проводятся приемной аппаратурой на основе прецизионного 24-х разрядного АЦП (например, фирмы CRYSTALL) с частотой дискретизации 0,25 мс. Разрез возбуждается разнополярными импульсами тока с периодами 4 с. Регистрируются сигналы переходных процессов во временном диапазоне наблюдений от 3 до 4000 мс. Все измерения проводятся по прямолинейным профилям.

Силовой установкой служит генераторная группа в составе дизельной электростанции мощностью 300 квт и более, выпрямителя и тиристорного коммутатора, создающие ток в линии АВ. Сила тока составляет 70 А (рис.5.9).

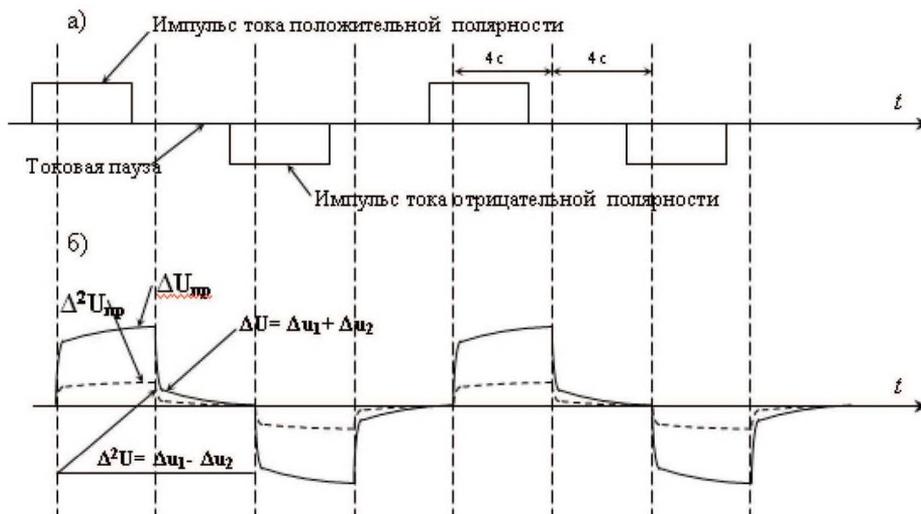


Рис. 5.9 – Дифференциально-нормированные параметры при выполнении ДНМЭ:
а) форма тока на передатчике; б) напряжение на входе АЦП

Контроль качества работы аппаратуры предусматривает проведение проверок перед началом и после окончания полевого сезона.

Заземления генераторной группы осуществляются с помощью металлических тросов длиной 25 м на ближнем к судну электроде. На дальнем электроде – системой из жестяных труб.

Параметры технологии ДНМЭ

В технологии указанного метода электроразведки применяются дифференциально-нормированные параметры (ДНП), физический смысл которых – следующий.

В воду с питающей линии АВ поступает последовательность прямоугольных разнополярных импульсов тока (длительность импульса – 2, 4 или 8 секунд, и столько же составляет пауза). Это в геоэлектрическом разрезе возбуждает последовательность переходных процессов, вызывающих появления разности потенциалов в трехэлектродной приемной установке MON.

Если обозначить разность потенциалов между электродами М и О через ΔU_1 , между электродами О и N – через ΔU_2 , то разность потенциалов между электродами М и N будет равна $\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2$, а разность второго порядка – $\Delta 2U = \Delta U_1 - \Delta U_2$. Обозначим расстояния МО и ON через Δx – и будем иметь ввиду, что при стремлении Δx к нулю частное $\Delta U / \Delta x$ будет стремиться к первой пространственной производной dU/dx , а $\Delta 2U / \Delta 2x$ – к второй пространственной производной $d^2U/d2x$.

Во время токовой паузы, когда измеряется переходный процесс, сигналы ΔU и $\Delta 2U$ по двум каналам поступают в АЦП, а затем – уже в цифровом виде – записываются на жесткий диск компьютера. Также измеряется разность потенциалов в момент пропускания тока: ΔU_{np} и $\Delta 2U_{np}$.

По соответствующей программе формируются следующие дифференциально-нормированные параметры: $DU = \Delta U / \Delta U_{np}$, $D2U = \Delta 2U / \Delta U$, $PS = (\Delta 2U - \Delta 2U_{np}) / (\Delta U - \Delta U_{np})$, $P1_{np} = \Delta 2U_{np} / \Delta U_{np}$. Посредством численного дифференцирования находятся временные производные $d(\Delta U)/dt$ и $d(\Delta 2U)/dt$, из их отношения получается параметр Im , который необходим для формирования параметра: $D\phi = Im - P1$.

Электромагнитное поле переходного процесса характеризуется пространственно-временной структурой – и данный набор параметров является эффективным инструментом для ее изучения. Использование ДНП позволяет решить ряд проблем, непосильных для традиционных импульсных методов, например, уверенно разделить – начиная с некоторого времени – влияние вызванной поляризации и электродинамических процессов. Параметр P1 ведет себя как компаратор.

При наличии в разрезе эффекта ВП его правая асимптота отлична от нуля, и для горизонтально слоистого разреза можно утверждать, что она стремится к некой константе. В то время как при отсутствии эффекта ВП правая асимптота стре-

мится к нулю. Минимум на кривой соответствует моменту времени, в котором вклад индукционной составляющей в сигнале равен вкладу от эффектов ВП.

Использование временных производных в параметре позволяет снизить зависимость от суммарной проводимости разреза — и увеличить чувствительность как к индукционным эффектам, так и к эффектам ВП. Переход через ноль на $D\phi$ соответствует минимуму на $P1$, по амплитуде минимума $D\phi$ можно судить о суммарной поляризуемости, а правая асимптота этого параметра для горизонтально слоистого разреза всегда будет стремиться к нулю.

Результаты применения ДНМЭ на акватории Обской и Тазовской губ

При изучении углеводородного потенциала акватории Обской и Тазовской губ Карского моря используются все больше методов полевой геофизики. В 2001-2002 гг. на Каменномысской и Парусовой площадях силами «Иркутскгеофизики» были проведены работы дифференциально-нормированным методом электроразведки (ДНМЭ) с использованием аппаратуры SGS-E с целью поиска и оконтуривания газовых залежей, выделения геоэлектрических неоднородностей осадочно-чехла, исследования зоны распространения мерзлоты над акваторией.

По результатам этих работ на Каменномысской площади были выделены аномальные зоны, соответствующие двум расположенным один под другим аномальным объектам с резко повышенными значениями коэффициента поляризуемости и времени релаксации. Именно такие значения характерны для углеводородных залежей.

На результативной карте были показаны зоны распространения многолетне-мерзлых пород, выделенные по признаку чрезвычайно высокого удельного электрического сопротивления в верхней части разреза; они протягиваются от берега на 3-7 км и постепенно выклиниваются к центру губы (от 400 м до нуля).

При работах ДНМЭ был использован гальванический метод возбуждения полезного сигнала. Регистрируемые дифференциально-нормированные параметры содержат информацию о поляризационном и индукционном действии разреза. Итоговым результатом работ ДНМЭ являются геоэлектрические разрезы и глубинные разрезы параметров удельного электрического сопротивления, коэффициента поляризуемости.

По значениям удельного электрического сопротивления можно достаточно уверенно выделять в разрезе породы-коллекторы, имеющие пониженную проводимость. Изменения основного из используемых при интерпретации параметров ДНМЭ — параметра коэффициента поляризуемости, прежде всего, отражают свойства (толщину, электрическое сопротивление и т.п.) продуктивных интервалов разреза.

Поскольку газо- и нефтенасыщенные резервуары являются диэлектриками, электроразведка, в частности, ДНМЭ, может рассматриваться как прямой метод

поисков залежей УВ. Кроме того, было выполнено картирование многолетнемерзлых пород (ММП) в верхней части разреза и возможности метода для картирования газовых залежей в зоне развития мощной вечной мерзлоты (Парусовое месторождение).

На начальном этапе геологического изучения акватории Обской и Тазовской губ установлено, что вечная мерзлота – многолетнемерзлые породы – отсутствует. Для определения исходной геоэлектрической модели была использована априорная информация в виде геофизических диаграмм КС и БК по скважинам глубокого бурения на Каменномысской-море и Парусной площадях (рис. 5.10).

Диаграммы суммарной проводимости использованы для построения начальных геоэлектрических моделей. В качестве априорной информации о поляризуемости пород района работ использовались данные, полученные в ходе зимних работ ДНМЭ в 2000 г. и морских работ 2002 года.

В 2001 г. работы проводились в весенний период со льда. Два электроразведочных профиля, проходящие через Каменномысскую площадь, были отработаны при гальваническом возбуждении – и по ним аномалии вызванной поляризации (ВП) выделены уверенно и привязываются к различным объектам по глубине. По профилям с гальваническим возбуждением было проведено изучение зоны развития многолетнемерзлых пород в Обской губе.

Остальные профили ДНМЭ были отработаны с индукционным возбуждением. Была показана принципиальная возможность картирования газовых залежей в апт-сеноманских отложениях и распространения ММП в акватории губ. Было также установлено, что на суше, в зоне развития ММП большой (до 500 м) мощности метод ДНМЭ не дает таких однозначных, как в губах, результатов для картирования газовых залежей (Парусовое месторождение).

Работы ДНМЭ 2002-2003 гг. были проведены в летний период и охватывают весьма обширную территорию Обской и Тазовской губ. Работы проводились в профильном варианте с гальваническим возбуждением при непрерывном движении судна. Материалы, полученные в 2003 г., имеют большую глубинность и захватывают апт-альбские отложения.

Результаты электроразведочных работ ДНМЭ сопоставлялись с уже имеющимися данными, полученными по материалам сейсморазведки и бурения.

Результаты сопоставления свидетельствуют о следующем. Рассматривая итоги работ 2001 г., установили, что хорошие результаты получены при изучении распространения ММП. На разрезах проявляются зоны крайне высоких значений, связанных с многолетнемерзлыми породами. Мощность мерзлотной зоны достигает 350 м у береговой линии, и по направлению к центру губы она выклинивается до нуля. Протяжённость мерзлотной зоны в губу составляет до 7 км на востоке – и около 6 км на западе.

При сопоставлении результатов работ ДНМЭ со структурным планом месторождения Каменномысское-море наблюдаются некоторые несоответствия. На ме-

сторождения Каменномысское-море, выделены две аномалии ВП. Верхняя связана с отложениями сеномана, нижняя – с апт-альбскими отложениями.

Аномалии ВП представляют собой горизонтально вытянутые тела, расположенные для сеномана на глубине 1 км, для апт-альба – около 2 км. При этом только треть аномалии, связываемой с сеноманом, в восточной части разреза попадает в контур ГВК сеномана, установленный по сейсморазведке и бурению. Западная треть аномалии ВП попадает в самое погруженное место на структурной карте, реальность которого подтверждается бурением (рис. 5.11).

Аномалия ВП, связываемая с сеноманом, своим восточным окончанием совпадает с установленным контуром ГВК сеноманской газовой залежи, но западный конец аномалии попадает в прогиб. Аномалия ВП, связываемая с апт-альбскими отложениями, сдвинута на запад по отношению к сеноманской аномалии, восточная её половина расположена на Каменномысском-море поднятии, а западная – в прогибе.

По работам 2002 г. получены аналогичные результаты. Электрометрические аномалии по площади не полностью совпадают с контурами газовых залежей, установленными по сейсморазведке и подтвержденными бурением. Например, контур аномалии на Обском месторождении значительно превышает контур ГВК. Площадь аномалии составляет около 665 км², а площадь залежи – не более 140 км².

Электроразведочные профили 15.63.02, 16.63.02 и др. (рис. 5.12) пересекают Северо-Каменномысское газовое месторождение. Полученный по этим профилям контур аномалии ВП наипого (до 6-7 км) превосходит установленный в плане контур ГВК.

В 2003 г. были проведены модифицированные морские электроразведочные работы ДНМЭ, по которым установлена газоносность апт-альбских отложений на Каменномысском-море, Северо-Каменномысском, Адерпаютинском месторождениях. Детализированы также контуры сеноманских электрометрических аномалий. На Обском месторождении продуктивности апт-альбских отложений работами ДНМЭ не установлено, что подтверждено бурением скв. 1.

На Северо-Каменномысском месторождении (рис. 5.12) видно, что контуры сеноманских электрометрических аномалий по работам разных лет – значительно шире (в южном и восточном направлениях) контура газоносности сеномана по бурению и сейсморазведке. Проектные скважины 3 и 4 на аптские отложения расположены в центральной части аптской аномалии.

Детальные работы ДНМЭ (профили через 2,5 км), проведенные в районе Обского поднятия, позволили уточнить морфологию аномалий, связанных с сеноманской газовой залежью, а также конфигурацию электрометрических аномалий в верхней части разреза, которые могут быть связаны с ореолами рассеивания или высачивания УВ (рис. 5.13).

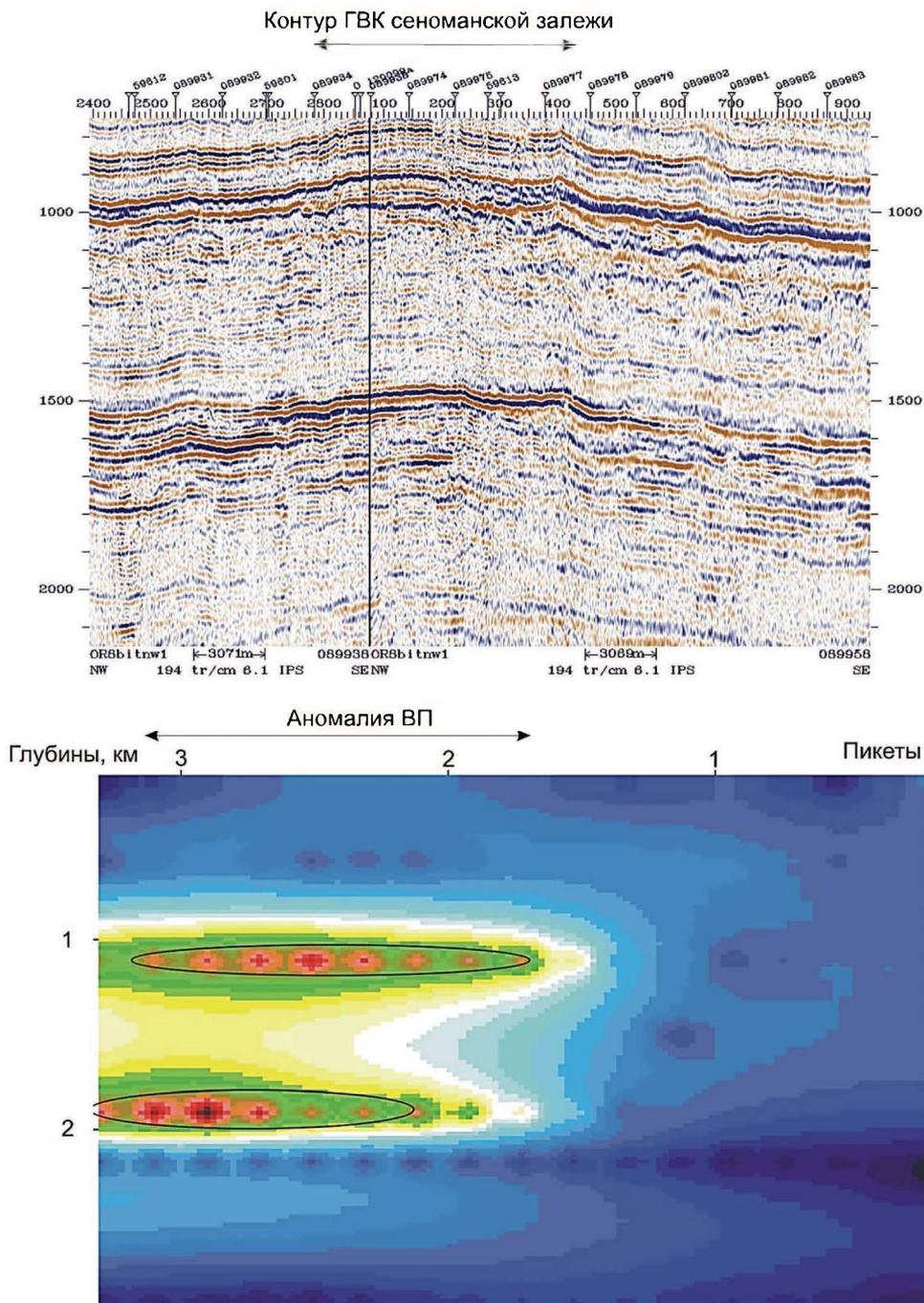


Рис. 5.11 – Сопоставление временного сейсмического разреза (профили 089938 и 089958) и глубинного разреза Eta, построенного методом расчёта напряжённости поля (профиль 03.63.01), месторождение Каменномысское-море

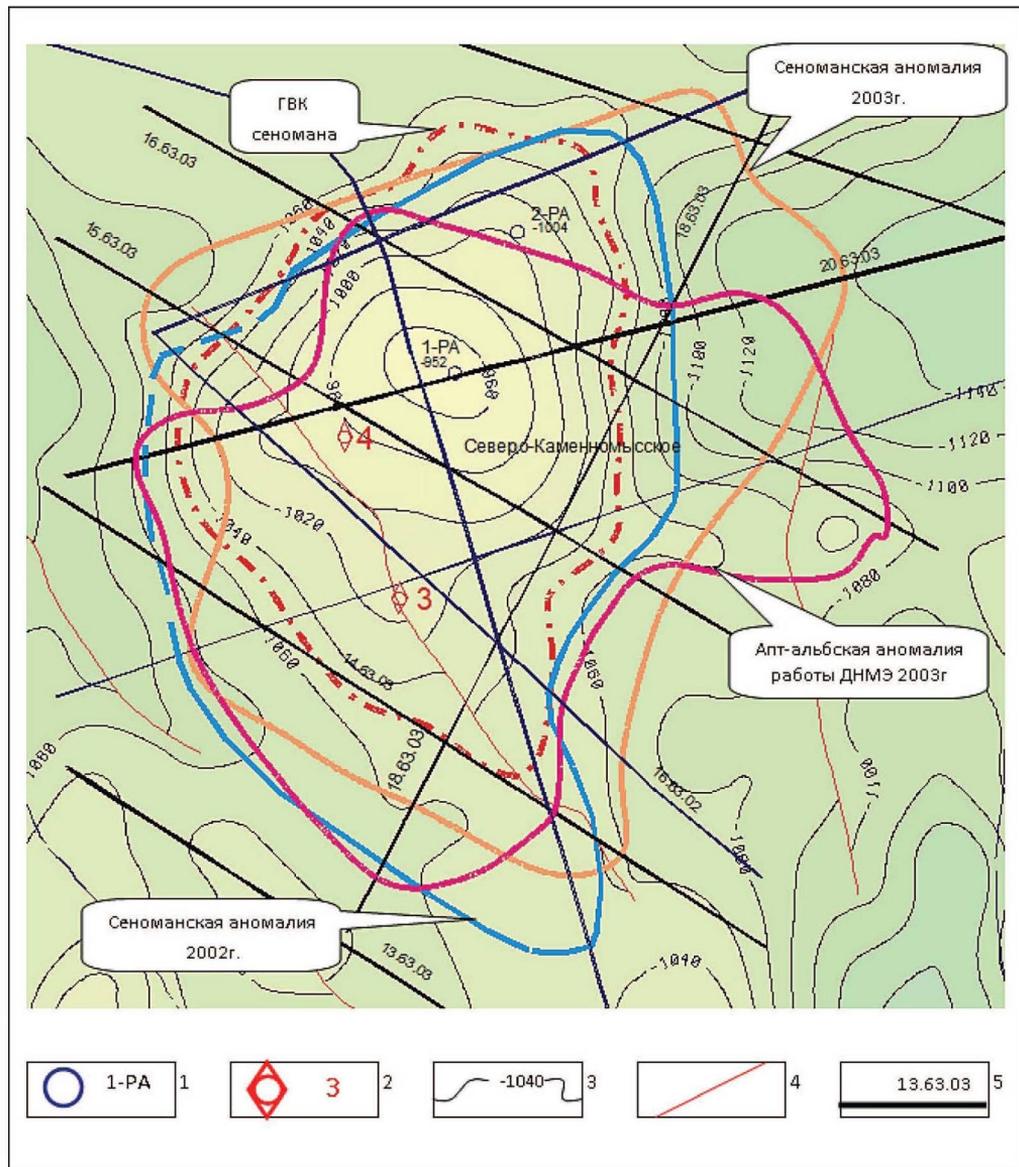


Рис. 5.12 – Сопоставление результатов работ ДНМЭ 2002-2003 гг. с фактическим положением сеноманской газовой залежи Северо-Каменномысского месторождения:

- 1 – разведочные скважины; 2 – проектные скважины; 3 – изогипсы кровли сеномана; 4 – тектонические нарушения; 5 – электроразведочные профили

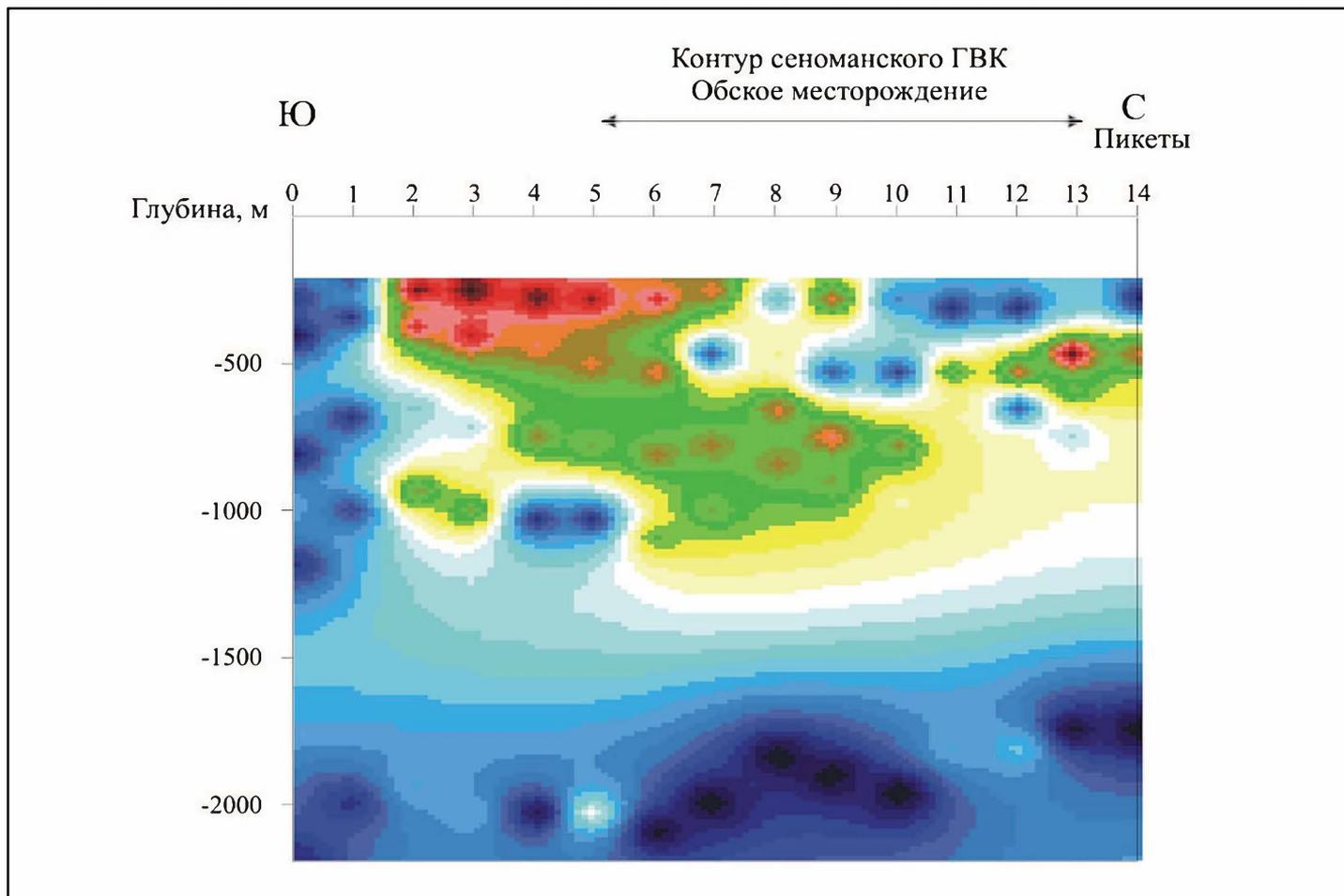


Рис. 5.13 – Глубинный разрез параметра поляризуемости. Электроразведочный профиль 316303

Выводы

В результате электроразведочных работ на акватории Обской и Тазовской губ установлено:

1. По материалам электроразведочных работ ДНМЭ выявлены интенсивные электрометрические аномалии, которые могут быть отождествлены с газовыми залежами в отложениях сеномана и апт-альба месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, а также, возможно, с зонами развития ММП.

2. Плановое положение аномалий в основном совпадает с уже известными залежами УВ и перспективными объектами, закартированными по сейсморазведочным данным, однако в ряде случаев аномалии значительно превышают площади залежей. На Каменномысском-море месторождении зафиксировано смещение «сеноманской» и «апт-альбской» аномалий со свода структуры в прогиб, подтвержденный бурением. Это объясняется влиянием следующих факторов:

рассматриваемый район является в неотектоническом отношении весьма активным, а газовые залежи – динамическими системами, подверженными процессам формирования, переформирования, разрушения с созданием ореолов рассеивания. Электроразведка фиксирует эти ореолы, связанные с рассеиванием и переформированием залежей. На это, в частности, указывает форма аномалий в разрезе. Наиболее интенсивные аномалии имеют грушевидную и грибовидную форму. Основные аномалии окружены ореолами, которые на разрезах имеют вид «крыла чайки».

3. Непосредственно юго-западнее Обского месторождения расположена Дробикинская структура, выявленная по данным гравиметрии; морфология ее фиксируется методом ДНМЭ, это указывает на возможное наличие залежей УВ.

4. Наличие интенсивных ореолов рассеивания УВ, фиксируемых электроразведкой ДНМЭ, а также интенсивных отрицательных гравиметрических аномалий подтверждает (хотя бы частично) наличие субвертикальных зонально-кольцевых геофизических полей в местах скоплений УВ. Эти специфические зоны характеризуются наличием гравиметрических (уменьшение плотности), сейсмических (снижение скоростей распространения сейсмических колебаний), тепловых (увеличение плотности теплового потока) аномалий. Такие зоны, образовавшиеся вследствие геодинамических процессов, могут рассматриваться как каналы инъекции УВ в осадочный чехол.

5. Метод следует применять ДНМЭ для дальнейшего изучения остальной акватории губ с целью прогноза нефтегазоносности. Возможность электроразведки ДНМЭ фиксировать ореолы рассеивания УВ позволяет также рассматривать этот метод как весьма важный для изучения процессов формирования залежей нефти и газа.

ГЛАВА 6. Инженерно-геологические технологии и исследования

Инженерно-геологические изыскания проводятся с целью подготовки площадки для постановки морских буровых установок различного типа, выполнения морских инженерно-геологических работ для прокладки подводных трубопроводов и строительства нефтегазопромысловых сооружений на континентальном шельфе, куда входят: стационарные платформы, эстакады, нефтепогрузочные сооружения, объекты подводного обустройства месторождений, морские хранилища, внутри-промысловые трубопроводы.

Изыскания проводятся специализированными инженерно-буровыми (ИБС) и геофизическими (НИС) судами, способными проводить как буровые, так и геофизические работы. На сегодня такими специализированными судами, построенными в 70–80 гг. XX века, обладают крупные российские предприятия «АМИГЭ», «Тихоокеанская инжиниринговая компания», «МАГЭ» и др.

Инженерные изыскания на континентальном шельфе характеризуются следующими особенностями:

- спецификой морских нефтегазопромысловых сооружений и нагрузок на них в процессе эксплуатации;
- выполнением практически всех видов изысканий со специализированных или приспособленных судов;
- необходимостью широкого использования дистанционных методов исследований геолого-литологического разреза и рельефа дна;
- спецификой морских условий, требующих использования современных и эффективных методов геодезической привязки, геофизической съемки, промеров и съемок в связи с большой удаленностью от берега.

Увеличение объемов инженерно-геологических работ свидетельствует об актуальности разработок новых методик съемок, о необходимости получения более детального и качественного материала в процессе проведения работ. В связи с большим объемом работ и сложными погодными условиями, одной из приоритетных задач является сокращение времени на проведение инженерно-геологических изысканий без потери качества получаемого материала [23].

Основными методами инженерно-геологических изысканий являются:

- бурение и пробоотбор;
- полевые испытания грунтов;
- лабораторные определения состава и свойств грунтов;
- инженерно-геофизические изыскания.

6.1. Бурение инженерно-геологических скважин

Инженерно-геологическое бурение проводят с целью отбора образцов грунтов ненарушенной структуры до заданной глубины исследований – и определения физических и механических свойств грунтов в их естественном залегании (*in situ*) на большой глубине или в условиях мелководного шельфа.

Бурение на глубокой воде до 1500 м инженерно-геологических скважин со 100% отбором керна с максимальным забоем до 500 м проводится специализированными судами (рис. 6.1).

Основными конструктивными особенностями инженерно-буровых судов (ИБС) являются:

- буровая вышка;
- шахты для бурового инструмента;
- системы стабилизации в точке бурения судна;
- динамическая система стабилизации – удержание судна в точке с помощью винторулевых устройств;



Рис. 6.1 – Инженерно-буровое судно «Бавенит» («АМИГЭ»)

- спутниковые и гидроакустические системы динамической стабилизации;
- якорная система стабилизации – удержание судна с помощью носовых и кормовых якорей;
- наличие не менее 4-х якорей и соответствующее количество якорных лебедок;
- донная рама.

Бурение инженерно-геологических скважин проводится по следующей технологии. При бурении отбор образцов грунта осуществляется керноприемными трубами различного диаметра. На забой скважины опускается керноприемная труба с кольцевой твердосплавной коронкой и кернорвателем в нижней части, нагрузка на инструмент осуществляется набором УБТ (утяжеленных бурильных труб) – и изменяется в зависимости от плотности грунтов. Вращение бурильной колонны с инструментом осуществляется буровым станком. Для очистки забоя от выбуренной породы используется забортная вода, которая подается в скважину буровым насосом. Скорость проходки – от 0.2 до 1 метра в минуту. После каждого рейса керноприемная труба извлекается на палубу – и из нее удаляется керн. Выход керна – от 80 до 100 %. Отбор керна производится по мере проходки скважин, и поэтому в инженерной геологии бурение неотделимо от отбора керна. Буровой инструмент опускается и извлекается из скважины с помощью буровой лебедки. Привод бурового станка осуществляется электродвигателем.

Конструкция донной рамы и технологическая схема буровых работ с использованием донной рамы представлен на рисунках 6.2 и 6.3.

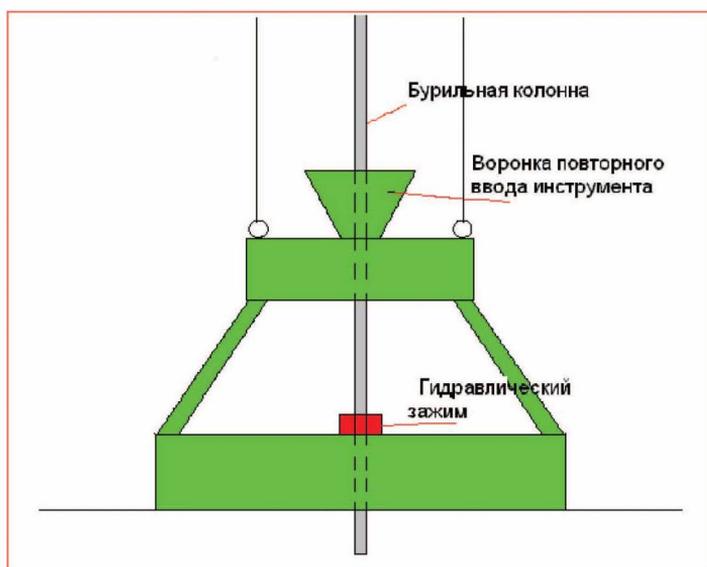


Рис. 6.2 – Донная рама

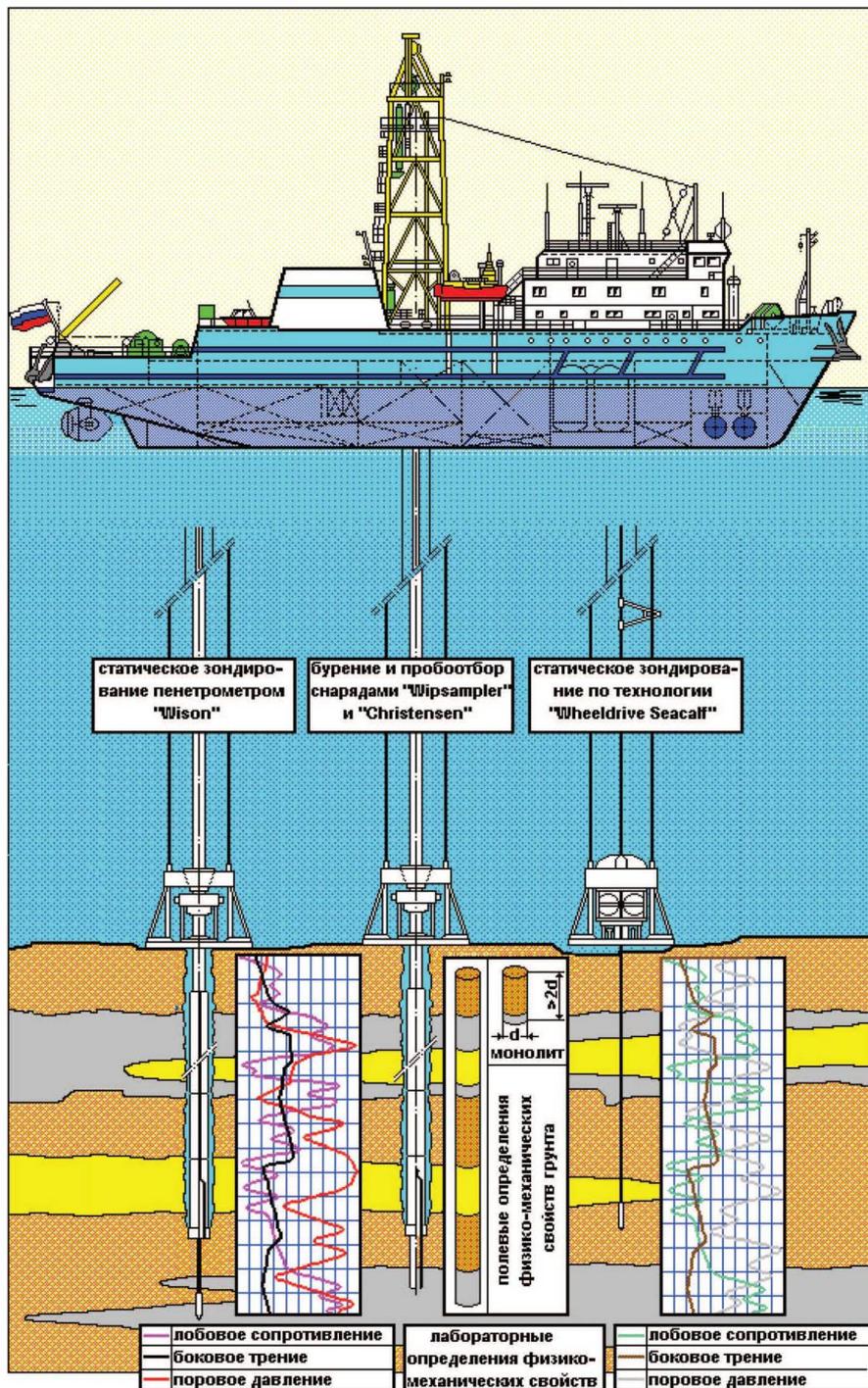


Рис. 6.3 – Технологическая схема буровых работ с использованием донной рамы

Пробоотбор образцов грунта

ИБС оснащены буровыми комплексами, позволяющими осуществлять отбор образцов грунтов ненарушенной структуры во всех типах грунтов (от текучего до твердого) вибрационным, вращательным и вдавливаемыми способами. Отбор образцов грунта ненарушенной структуры осуществляется с использованием скважинных пробоотборников. Под морским пробоотбором подразумевается отбор проб донных грунтов с помощью забортных устройств различной конструкции. От бурения пробоотбор отличается, прежде всего, меньшей глубиной и отсутствием жёсткой связи с палубой судна.

Основные виды пробоотборников:

Гравитационный (рис. 6.4) прямоточная стальная труба с грузами; диаметр – 89–127 мм, масса – 100–1000 кг, глубина отбора – 2–5 м, рабочий диапазон глубин моря – более 50 м (обычно 100–500 м), отбор проб ненарушенного сложения.

Клапан предназначен для удержания керна в трубке при подъеме. Башмак – твердосплавный режущий элемент, обеспечивающий внедрение трубки в грунт.

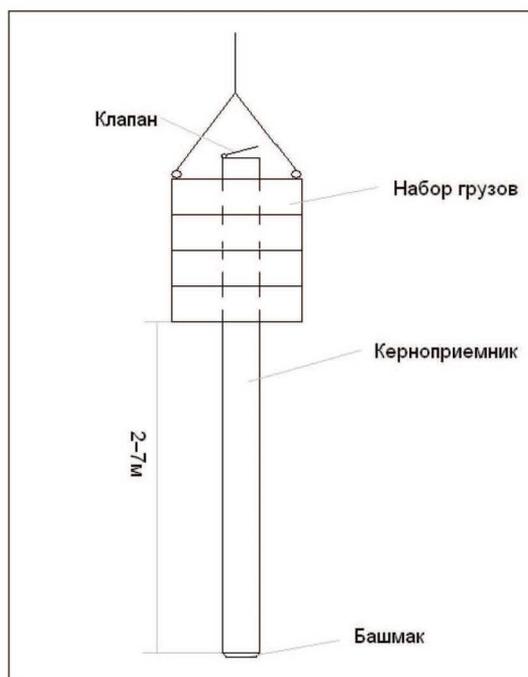


Рис. 6.4 – Гравитационный пробоотборник

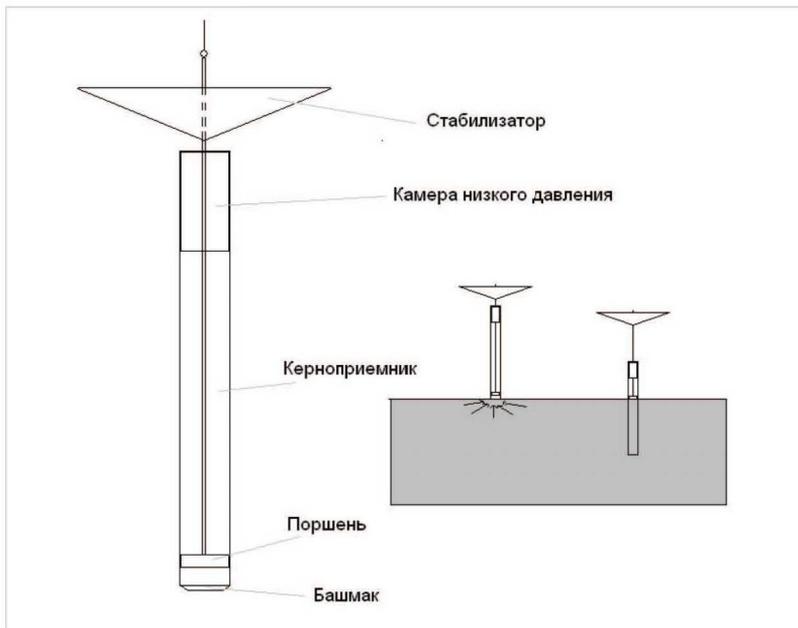


Рис. 6.5 – Поршневой пробоотборник

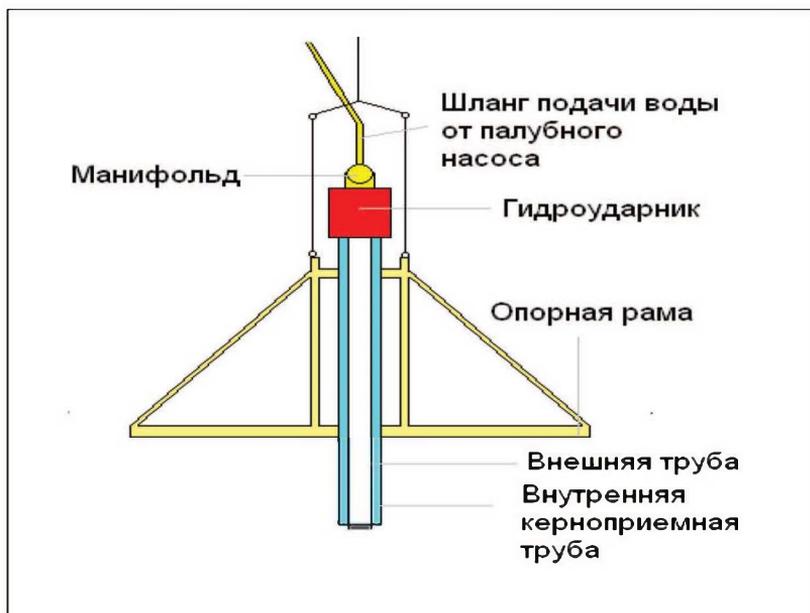


Рис. 6.6 – Гидроударный вибрационный пробоотборник

Поршневой или гидростатический (рис. 6.5) – прямоточная стальная труба, внедряемая в грунт за счет всасывания, возникающего за счет разницы давлений; диаметр – 89–127 мм, масса – до 100 кг, глубина отбора – 2–5 м, рабочий диапазон глубин моря – более 20–200 м, отбор проб нарушенного сложения.

Гидроударный (рис. 6.6) – рамная конструкция, включающая гидроударник и керноприемник; диаметр – 92–147 мм, масса – около 300 кг, глубина отбора – 3–7 м (до 10 м), рабочий диапазон глубин моря – менее 50 м, отбор проб ненарушенного сложения.

При проведении работ пробоотборниками используется опорная рама, предназначенная для удержания снаряда в вертикальном положении. Между внутренней и внешней трубами осуществляется циркуляция промывочной жидкости, поступающей из палубного насоса через гидроударный механизм.

До уровня дна опускается обсадная колонна. Затем на бурильных трубах на забой опускается гидроударник с двойной колонковой трубой. В качестве рабочей жидкости на гидроударник подается забортная вода от бурового насоса под давлением. Давление и расход рабочей жидкости определяются состоянием донных грунтов.

Скорость проходки составляет от 0,1 до 3 метров в минуту. При проходке неустойчивых пород после каждого рейса производится наращивание обсадной колонны на длину рейса, затем вновь опускается пробоотборник – и цикл проходки повторяется. После каждого рейса пробоотборник извлекается из скважины на палубу судна – и керноприемная труба освобождается от керна. Категория пород, в которых осуществим отбор образцов грунта, – 1–4.

Керн – грунт, извлекаемый из массива скважинным пробоотборником, представляет собой цилиндрической формы фрагмент грунтового массива. Вышес керна – отношение в % между глубиной бурения и длиной получаемого грунтового материала (рис. 6.7).

Шлам – продукты истирания пород при бурении, зачастую смешанные с буровым раствором и/или промывочной жидкостью, выносимые на поверхность в процессе бурения или получаемые при извлечении керна из грунтоноса.

Основным типом установок для бурения в мелководных зонах, недоступных для буровых судов, являются самоподъемные платформы малых размеров (рис. 6.8).

Основные типы скважинных пробоотборников для отбора проб ненарушенного сложения по СП 11-114-2004:

- вдавливаемые тонкостенные (толщина стенок керноприемника – менее 3 мм) для пластичных глинистых грунтов;
- толстостенные вдавливаемые – для плотных разностей пластичных грунтов, мерзлых пород;
- гидроударные – для водонасыщенных песков, гравийно-галечных грунтов;
- колонковые (обуривающие) – для скальных и полускальных пород, плотных глинистых грунтов;



Рис. 6.7 – А – колонки керна в ящиках для хранения,
В – извлечение керна из керноприемной трубы

- двойные и тройные колонковые с невращающейся внутренней трубой – для глинистых грунтов;
- забивные и ударные – для плотных песков, твердых глин, гравийно-галечных грунтов.

Основные типы скважинных пробоотборников для отбора проб нарушенного сложения по СП 11-105-97:

- шнековые (форма штопора) – для отбора из проб из глинистых, песчаных и крупнообломочных грунтов;
- ложковые – для отбора проб из связанных пластичных глинистых грунтов;
- расщепляемые – для отбора проб из связанных глинистых грунтов.

Пробы ненарушенного сложения представляют собой образцы грунта, изъятые из массива с минимальными нарушениями структуры и текстуры. Эти пробы используются, в основном, для достоверного определения упруго-механических свойств (пластичность, плотность и др.). Пробы нарушенного сложения – образцы грунта, изъятые из массива с нарушением структуры, текстуры и свойств – используются, в основном, для определения их состава.

Классификация проб по степени нарушенности по СНиП 11-114-2004

Ненарушенное состояние:

Класс 1 – связанный грунт, образец не имеет видимых нарушений и деформаций, полный выход керна. Пригоден для определения полного комплекса показателей ФМС.

Класс 2 – связанный грунт, местами сильно опесчаненный, имеет видимые следы деформаций. Определяется и полный комплекс показателей ФМС.



Рис. 6.8 – Самоподъемная платформа малых размеров для работы в транзитных мелководных зонах

Нарушенное сложение:

Класс 3 – нарушена целостность образца, размер ненарушенных фрагментов недостаточен для получения проб на плотность. Определяются состав, показатели пластичности и влажности.

Класс 4 – образец разрушен и разнороден по литологическому составу, низкий выход керна. Определяется состав и по возможности – показатели пластичности.

Класс 5 – образец сильно разрушен, представлен несвязанным грунтом, весьма низкий выход керна. Визуальное описание.

Бурение инженерно-геологических скважин происходит с использованием донной рамой или без нее (рис. 6.9). Основное назначение донной рамы при инженерно-геологическом бурении – компенсация за счет своей массы вертикального реактивного момента, возникающего при вдавливании зондов и пробоотборников в грунт.

Используется для отбора поверхностных проб грунта нарушенного сложения.

6.2. Полевые и лабораторные работы

Лабораторные определения состава и свойств грунтов проводятся с целью определения физических, водных и механических свойств грунтов, а также хи-

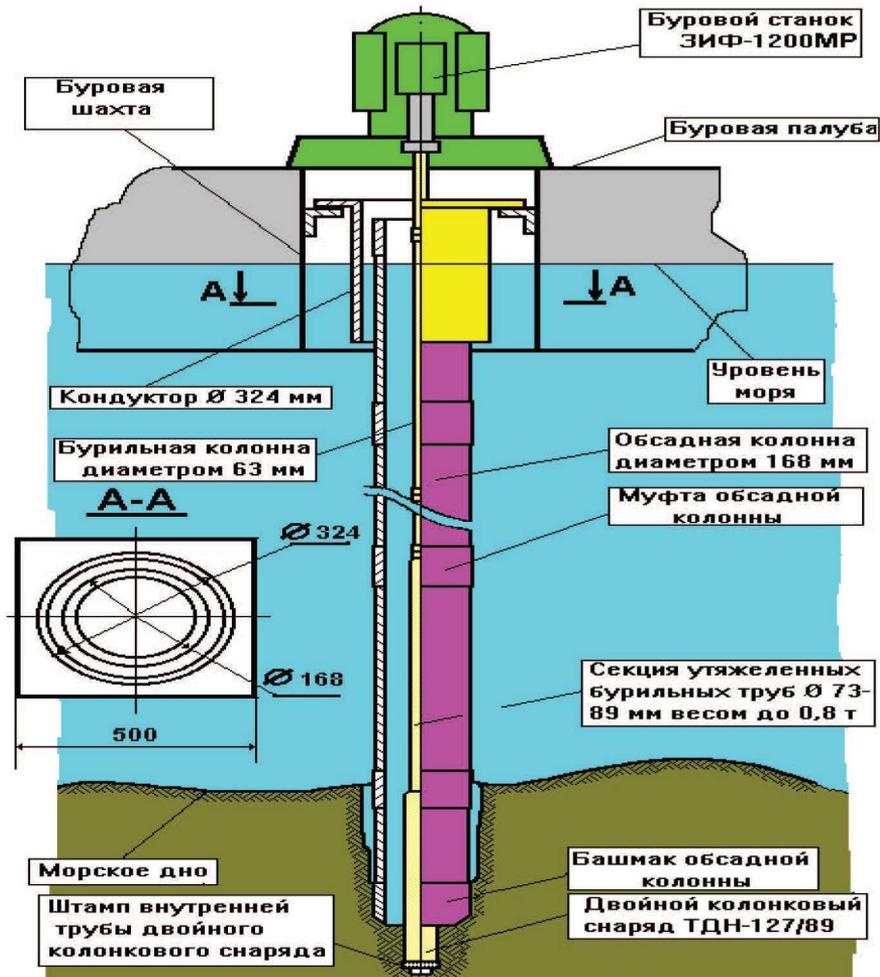


Рис. 6.9 – Принципиальная схема бурения без донной рамы

мического состава воды и водной вытяжки из грунтов. Эта задача решается с помощью современного оборудования, позволяющего проводить весь комплекс исследований.

Полевые лабораторные работы выполняются в судовой лаборатории, размещенной в специальном балке.

Лабораторные исследования в судовой лаборатории включают в себя: определения природной влажности и плотности грунта, полевые экспресс-определения прочностных свойств грунтов с помощью микропенетromетра (рис. 6.10 а) и микрокрыльчатки (рис. 6.10 б), определения сопротивления недренированному сдвигу лабораторной крыльчаткой (рис. 6.10 в). В судовой лаборатории также

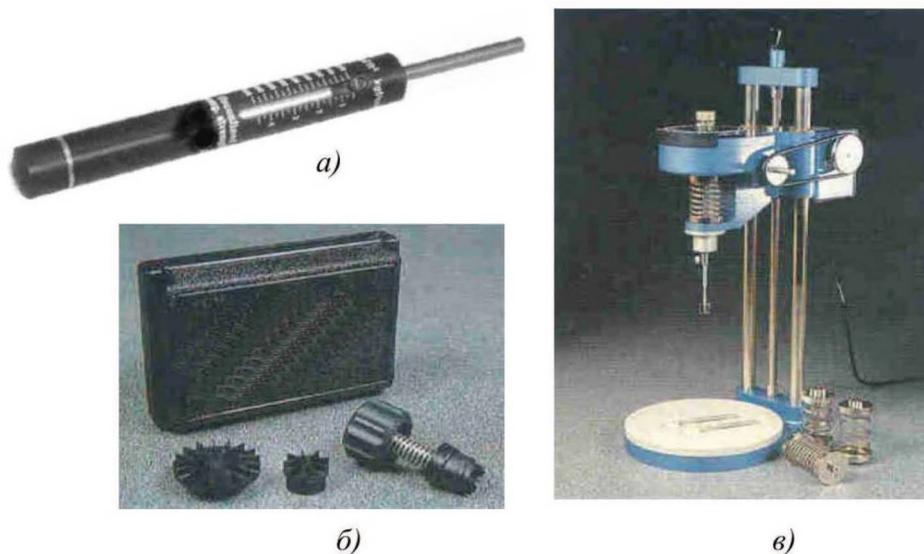


Рис. 6.10 – Полевое лабораторное оборудование:
 а – микропенетрометр; б – микрокрыльчатка; в – лабораторная крыльчатка

определяются физические свойства мерзлых грунтов (суммарная влажность, объемная льдистость, объемный вес мерзлого грунта). Плотность и влажность грунта определяются в соответствии с ГОСТ 5180-84. Измерение S_u грунтов с помощью микропенетрометра и микрокрыльчатки проводятся в соответствии с английским стандартом BS 5930, лабораторной крыльчаткой – по методике BS 1377 со скоростью, не превышающей рекомендуемую стандартом – $6-12^\circ$ в минуту.

Стационарная лаборатория

В стационарной грунтовой лаборатории выполняется следующий комплекс исследований физико-механических свойств грунтов: определение природной влажности, плотности грунта, плотности частиц грунта, гранулометрического состава, пластичности глинистых грунтов, характеристик катионно-анионного состава водной вытяжки из грунтов, определение относительного содержания органического вещества. Прочностные свойства грунтов определяются в приборах одноплоскостного среза и трехосного сжатия.

Для песчаных грунтов дополнительно определяют: плотность в рыхлом и плотном сложении, угол естественного откоса в воздушно-сухом состоянии и под водой, коэффициент фильтрации.

Виды и методы лабораторных исследований грунтов приведены ниже (таблица 6.1).

Прочностные характеристики грунтов определяются методом сопротивления срезу, сжимаемость грунтов исследуется в компрессионных приборах (рис. 6.11).

Таблица 6.1 – Виды и методы лабораторных исследований грунтов

№	Вид определения	Метод определения	Норматив	Условия проведения опыта
1	Влажность природная	Высушиванием	ГОСТ 5180-84	$T = +105 \pm 2^\circ\text{C}$
2	Плотность грунта	Резущим кольцом		Объем кольца 100 см ³
3	Экспресс-определения: ---	Микрокрыльчаткой	BS5930	При температуре +18°C
4		Микропенетрометром		
5	Сопротивление недренированному сдвигу	Лабораторной крыльчаткой	BS1377 Part7_3	При температуре +18°C
6	Пределы текучести	Балансирным конусом	ГОСТ 5180-84	Последующее высыпывание при $T = +105 \pm 2^\circ\text{C}$
7	Пределы раскатывания	Раскатыванием жгута		
8	Плотность частиц грунта	Пикнометрический	ГОСТ 5180-84 ASTM D 854	С кипячением
9	Гранулометрический состав	Ситовой и ареометрический	ГОСТ 12536-79	С промывкой водой. С предварительным кипячением, с применением широфосфорнокислого натрия ($\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7 \cdot x \text{H}_2\text{O}$) в комплексе с ситованием
10	Характеристики прочности: ---	Сопротивление срезу WF, ПСТ	ГОСТ 12248-96	Фиксированная плоскость среза. Без уплотнения. С уплотнением
11		Трехосное сжатие по схеме КН, КД по схеме НН	ГОСТ 12248-96	Предварительное водонасыщение и уплотнение. Без восстановления фазового состава
12	Характеристики сжимаемости: ---	Компрессионные испытания	ГОСТ 12248-96	Предварительное водонасыщение. Уплотнение ступенями нагрузки
13		Трехосное сжатие		
14	Плотность песков	Металлический стакан	ГОСТ 22733-77	При рыхлом сложении, плотном сложении
15	Угол естественного откоса песков	УВТ-3	Метод Ломтадэс	В воздушно-сухом состоянии и под водой
16	Относительное содержание органического вещества	Прокаливанием	ГОСТ 11306-83	При $T = +700^\circ\text{C}$
17	Содержание и состав водорастворимых солей	Водные вытяжки	ГОСТ 26423-85 - 26428-85	В воздушно-сухом состоянии



Рис. 6.11 – Сдвиговой прибор ВСВ-25



Рис. 6.12 – Сдвиговой (WF) и компрессионные приборы

Для определения характеристик прочности слабых глинистых грунтов также проводятся трехосные испытания по схеме неконсолидированно-недренированного (НН) сдвига. Характеристики прочности и деформируемости твердых глинистых грунтов определяются методом трехосного сжатия по схеме консолидированно-недренированного (КН) сдвига, пески исследуются в приборах трехосного сжатия (рис. 6.12) по схеме консолидированно-дренированно-

ного (КД) сдвига. Прочностные свойства мерзлых грунтов определяются на приборе одноосного сжатия.

На конечном этапе инженерно-геологических изысканий выполняется полная обработка и интерпретация всей информации, полученной в результате полевых работ и лабораторных исследований, с выдачей заключений.

Далее дают оценку несущей способности грунтового основания в пределах выделенных районов для различных типов ПБУ. Ниже приводятся технические характеристики СПБУ «Мурманская» для бурения на глубине до 100 м и СПБУ «Амазон» – до 50 м.

Технические характеристики плавучих буровых установок (ПБУ) СПБУ «Мурманская»

СПБУ «Мурманская» предназначена для бурения разведочных нефтяных и газовых скважин (рис. 6.13). Технические характеристики СПБУ «Мурманская» следующие:

- трехопорная буровая установка с расстоянием между осями бортовых опор – 52 м;
- расстояние между центром носовой опоры и линией, соединяющей центры бортовых опор – 64 м;
- максимальный вес установки – 17392 т (при 100% запасов);
- диаметр башмаков опор – 16 м;

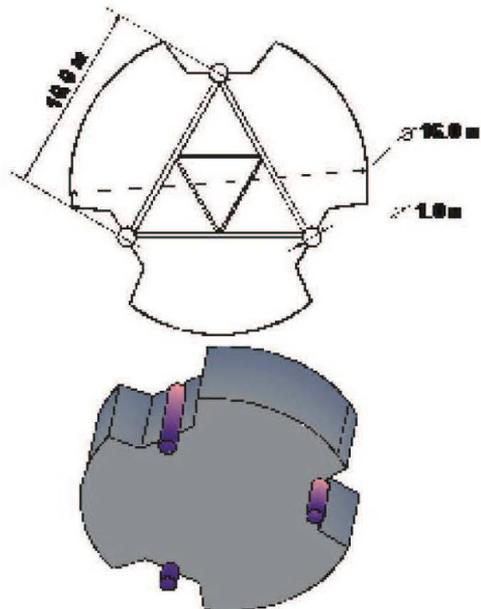


Рис. 6.13 – СПБУ «Мурманская» (справа – размеры и вид башмака опоры)

- площадь башмака — 176,86 м² (с учетом вырезов);
- удельное давление на грунт — не более 4 кг/см²;
- высота башмака (полная) — 5,5 м;
- высота пяты башмака — 0,7 м;
- максимальное заглубление опоры в грунт — 15 м;
- максимальный угол наклона поверхности дна не более 5°;
- вес опорной колонны — 1350 т;
- давление при опущенной опоре — 0,76 кг/см²;
- давление при подъеме СПБУ над водой — 3,27 кг/см²;
- давление при задавливании опор (при приеме балласта в пределах 2500 т на аутригер) — 4 кг/см².

При эксплуатации СПБУ ограничения, связанные с гидрологическими и метеорологическими условиями (при глубине моря 20 м, СПБУ на опорах), следующие:

- глубина воды — до 100 м;
- скорость ветра в среднем за 10 минут — 36 м/с;
- высота волны 1% обеспеченности — 15 м; 3% обеспеченности — 13,1 м;
- период волнения 1% обеспеченности — 14 сек; 3% обеспеченности — 11,3 сек;
- скорость течения — 0,75 м/сек;
- температура воздуха — от -30° до +30°С.

СПБУ «Амазон»

СПБУ «Амазон» предназначается для бурения разведочных нефтяных и газовых скважин (рис. 6.14). Технические характеристики СПБУ «Амазон» следующие:

- четырехопорная буровая установка;
- размеры корпуса — 50 x 37x5,8 м;
- тип опорной колонны — прямоугольная 2,8 x 2,8 м;
- длина опорной колонны — 78 м, 185 м;
- расстояние между центрами опор в продольном направлении — 34,6 м;
- расстояние между центрами опор в поперечном направлении — 29,5 м;
- вес установки (при 100% загрузки) — 6570 т;
- переменная нагрузка при бурении — 2164 т;
- удельное (максимальное) давление на грунт с башмаком — 5,61 кг/см², без башмаков — 30,1 кг/см²;
- форма и размеры башмака — прямоугольная, 7,5 x 5,6 м;
- высота башмака — 4,5 м;
- высота пяты башмака — 1,3 м;
- высота конуса на коробе опоры — 0,7 м;
- опорная поверхность башмака — 42 м²;
- опорная поверхность опоры без башмака — 7,84 м²

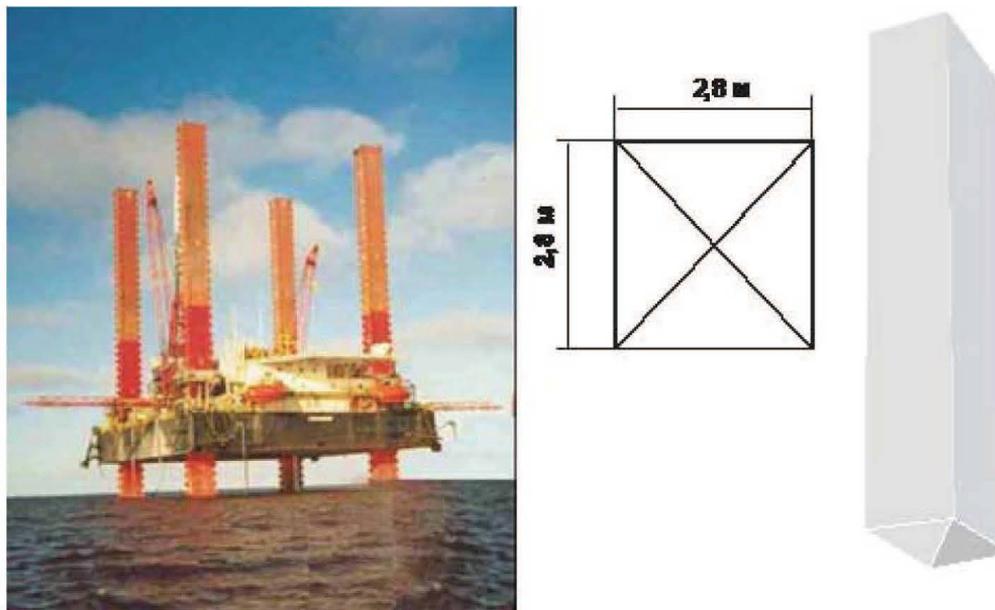


Рис. 6.14 – СПБУ «Амазон» (справа размеры и вид опоры без башмака)

- давление при задавливании опорных колонн в грунт – $3,91 \text{ кг/см}^2$ (с башмаками);
- давление при задавливании опорных колонн в грунт – $20,95 \text{ кг/см}^2$ (без башмаков).

При эксплуатации СПБУ ограничения, связанные с гидрологическими и метеорологическими условиями (буровая на опорах, в работе), следующие:

- глубина воды – до 50 м;
- скорость ветра в осреднении за 1 минуту – 25 м/с;
- высота волны – 4,8 м;
- период волнения – 7,5–15,0 сек;
- температура воздуха – от -15° до $+36^\circ\text{C}$.

Расчет несущей способности грунтового основания, согласно требованиям нормативов СНиП (СНиП 2.02.02–85 Основания гидротехнических сооружений и СНиП 2.02.01–83 Основания зданий и сооружений; СНиП 2.02.03–85 Свайные фундаменты), необходимо выполнять по двум группам предельных состояний: по несущей способности и по деформациям.

Различные подходы в применении той или иной схемы расчета для ПБУ, в основном, продиктованы конструкцией опорной части буровой и методикой постановки ПБУ на точку бурения. СПБУ со стабилизацией на точке бурения за счет опорных колонн.

Методика расчета для СПБУ одинакова — и сводится, в основном, к определению глубины пенетрации опор. Единственное отличие касается СПБУ «Амазон» при постановке её на точку бурения без башмаков. В данном случае опора представляет собой сваю, поэтому выполняется дополнительный расчет по методике СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты.

Расчет основания по несущей способности. Исходя из цели расчета оснований по несущей способности (обеспечение прочности и устойчивости оснований, а также недопущение сдвига фундамента по подошве) по данной методике определяется: — в состоянии ли грунт воспринять заданные нагрузки без разрушения — или же произойдет полное разрушение грунта (общий сдвиг).

Расчет основания по деформациям СНиП 2.02.01-83. При расчете предельных состояний определяем предельные значения всех возможных вертикальных перемещений. При расчете деформаций основания среднее давление под подошвой фундамента не должно превышать расчетного сопротивления грунта основания.

В конечном итоге вычисляется полная глубина пенетрации опор СПБУ. В таблице 6.2 представлено сравнение расчетной и фактической пенетрации опор СПБУ для объектов Обской и Тазовской губ Карского моря.

В условиях Арктики инженерно-геологические исследования осложняют следующие факторы:

- короткий навигационный период: в Карском море — со второй половины июля — по конец октября, в Баренцевом море сезон работ шире, однако рабочий период сильно сокращается из-за частых штормов;
- удаленность от ближайшего порта снабжения: наиболее технически развитым в Российской Арктике является Мурманский морской торговый порт, также нередко как база снабжения задействуется Архангельск. В зависимости от проекта, удаленность района работ от порта может составлять до 600–700 км в Баренцевом море и более 1500 км — в Карском море;
- распространение охлажденных грунтов, для получения достоверных свойств которых необходимо приступать к тестированию сразу после подъема пробоотборника на борт, а также проводить измерения температуры и исследования теплофизических свойств грунтов.

При выборе локации для постановки платформы для разведочного или поисково-оценочного бурения необходимо предусмотреть наличие и условия распространения геологических опасностей, которые присутствуют практически повсеместно на арктическом шельфе. В районах российского арктического шельфа выделяют следующие геологические опасности, согласно И. А. Марченко [25]:

- гравитационные процессы:

Таблица 6.2 – Расчетная и фактическая пенетрация опор СПБУ для объектов Обской и Тазовской губ Карского моря

№ п.п.	Название ПБУ	Наименование площадки	Год отработки	Глубина моря, м	Фактическая глубина пенетрации опор, м				Расчетная глубина пенетрации опор, м		
									по СНиП 2.02.01-83		по СНиП 2.02.03-85
					№1	№2	№3	№4	по несущей способности	по деформации	расчет сваи
1	Мурманская	Северо-Каменномысская-1	2000	11.9	7.0	6.9	7.0		2.6	6.9	---
2	Мурманская	Каменномысская-1	2000	17.2	2.3	2.5	2.3		2.0	2.5	---
3	Амазон	Каменномысская-2	2000	7.5	11.7	11.5	10.7	10.3			
4	Амазон	Обская-1	2001	9.2	9.8	10.7	10.1	9.2	21.0	8.2	10.3
5	Амазон	Чугорьяхинская-1	2001	11.1	7.2	7.3	7.0	8.0	22.5	8.7	10.4
6	Амазон	Северо-Каменномысская-2	2001	11.9	12.4	11.7	11.6	12.6	25.0	7.8	15.7
7	Амазон	Каменномысская-я-море-3	2002	5.4	11.7	11.5	10.7	10.3	9.3	5.6	10.6
8	Амазон	Северо-Каменномысская-3	2002	11.1	15.1	17.4	16.9	15.2	16.4	9.5	15.0
9	Амазон	Северо-Каменномысская-4	2003	11.9	19.5	15.5	13.5	18.5	18.7	11.3	15.0
10	Амазон	Каменномысская-я-море-4	2003	6.4	10.5	10.0	10.1	11.0	10.0	9.7	10.6
11	Амазон	Чугорьяхинская-2	2005	11.1	9.35	8.60	8.45	9.25	15.5	9.0	13.0
12	Амазон	Чугорьяхинская-3	2005	11.0	6.4	6.8	7.1	7.3	12.9	7.9	12.4

- оползни;
- крии;
- турбидитные потоки;
- обвалы и др.;
- отложения с повышенным содержанием газа («газовые карманы»), подводящие каналы («газовые трубы») и присутствие газовых гидратов;
- зоны фокусированной разгрузки флюидов (в том числе грязевые вулканы);

- зоны аномально высокого пластового давления;
- присутствие многолетнемерзлых пород (ММП), островную мерзлоту и таликовые зоны;
- ледовое вынашивание (экзарация дна) торосами, айсбергами и стамухами;
- землетрясения;
- разломы и разрывные нарушения;
- литодинамические процессы;
- палеоврезы.

Расчет пенетрации опор СПБУ – это одна из задач, которую необходимо выполнить перед началом буровых работ. От результатов данных расчетов могут зависеть технологические модификации башмаков, опор и других механизмов буровой платформы, которые необходимо провести перед работами. В некоторых случаях возникает необходимость выбора другой платформы взамен ранее планируемой. При условии получения определенных расчетных значений глубины пенетрации башмака иногда нужно решить обратную задачу – рассчитать сопротивление извлечению опор СПБУ; поскольку, если глубина пенетрации башмака существенна – мощности механизмов для подъема опор, а также оборудования для размыва грунта в башмаках может не хватить. Сопоставление фактической и расчетной глубины пенетрации опор СПБУ разного типа приведены в табл. 6.2.

6.3. Инженерно-геофизические изыскания

Основными задачами геофизических методов при инженерных изысканиях на континентальном шельфе являются:

- изучение геологического строения верхней части разреза (расчленение разреза на сеймостратиграфические единицы);
- установление рельефа поверхности коренных пород, выявление поверхностей несогласий, зон тектонических нарушений и т. п.;
- выявление локальных объектов естественного и искусственного происхождения на дне моря и в придонной части разреза, осложняющих процесс инженерной деятельности;
- прогнозирование физико-механических свойств грунтов и определение их пространственной изменчивости.

В условиях проведения работ на Арктическом шельфе необходимо решать и другие задачи: изучение субаквальной криолитозоны, выявление и оконтуривание в пространстве зон распространения газосодержащих пластов верхней части разреза.

Для решения перечисленных задач применяются следующие геофизические методы:

- непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП);

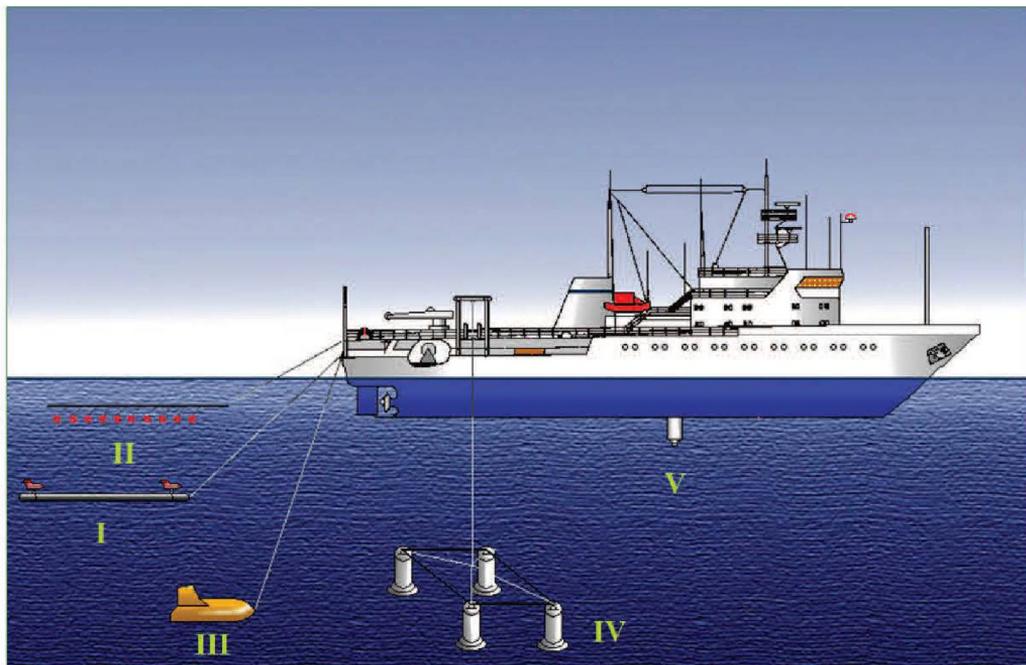


Рис. 6.15 – Комплексование геофизических методов в процессе морских исследований:
 I – сейсмоакустическое профилирование с электроискровым источником (спаркером);
 II – многоканальное сейсмоакустическое профилирование; III – гидролокация бокового обзора и сейсмоакустическое профилирование chirp-профилографом X-Star (EG&G);
 IV – пневмоисточники; V – эхолот

- гидролокация бокового обзора (ГЛБО);
- магнитометрическая съемка;
- электрометрическая съемка.

Геофизические работы выполняются с помощью буксируемых заборных устройств (рис. 6.15).

При геофизических работах судно движется по условной прямой линии, именуемой «профилем». Площадь исследований обычно отрабатывается по системе взаимоперпендикулярных профилей – сети профилей.

Современные буксируемые устройства, такие как профилографы, сонары и магнитометры, помещаются в обтекаемые тела «рыбы».

Многоканальные сейсмические системы (юсы) представляют собой гирлянды датчиков (гидрофонов), помещенных в шланг, заполненный соляной или силиконовой жидкостью.

Применяется комплекс геофизических работ:

- высокочастотное (2–20КГц) сейсмоакустическое профилирование (геофизический комплекс Subscan, включающий в себя профилограф X-Star и

- гидролокатор DF-1,000, помещенные в единое буксируемое тело производства EG&G);
- буммер и системы сейсмоакустического профилирования с помощью электроискровых источников;
 - гидролокационная съемка морского дна;
 - освещение разреза до глубины 1,000 м с помощью высокочастотной модификации метода общей глубинной точки – при доукомплектовании имеющегося оборудования сейсмостанцией и комплектом пневмоисточников;
 - промерные работы с помощью однолучевых и многолучевых эхолотов.

Непрерывное сейсмоакустическое профилирование

Непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП) выполняется для идентификации и картирования грунтов, газовых скоплений и других существенных препятствий для бурения в верхней части разреза. Непрерывное сейсмоакустическое профилирование выполняется в двух модификациях: одноканальное высокочастотное (ВЧ) профилирование для детального расчленения первых метров разреза – и многоканальное низкочастотное (НЧ) профилирование для детального изучения первых 100–200 метров геологического разреза.

Чтобы уменьшить шум кильватерной струи и самого судна, сейсмоакустическая коса отводится от борта с помощью бума (рис. 6.16).

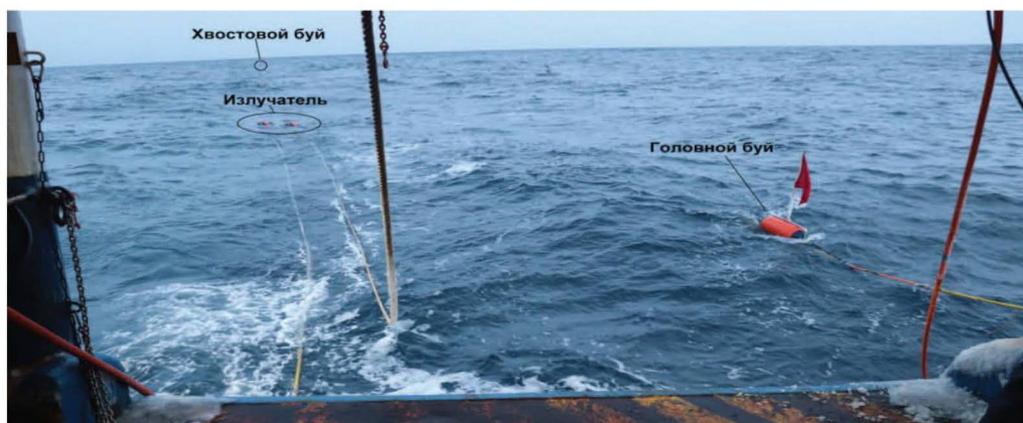


Рис. 6.16 – Буксировка приёмно-излучающей системы низкочастотного непрерывного сейсмоакустического профилирования

Одноканальное и многоканальное высокочастотное непрерывное сейсмоакустическое профилирование

Одноканальное сейсмоакустическое профилирование выполняется с целью получения информации о первых метрах придонной толщи. Приемно-излучающая антенна профилографа устанавливается на поворотной штанге совместно с антенной подводной навигации (используется для определения позиции буксируемых тел). Датчик качки (перемещений, MRU) встроен в антенну подводного позиционирования (USBL). Такой подход позволяет получить более точные поправки за вертикальные перемещения антенны профилографа.

Многоканальное сейсмическое профилирование заключается в регистрации (записи) отраженных акустических импульсов (волн). Общее название этих методов – метод отраженных волн МОВ, является одним из основных видов инженерно-геологических исследований на шельфе.

Главная цель – выделение и непрерывное прослеживание границ слоев. На рисунке 6.17 представлена принципиальная модель сейсмоакустического профилирования.

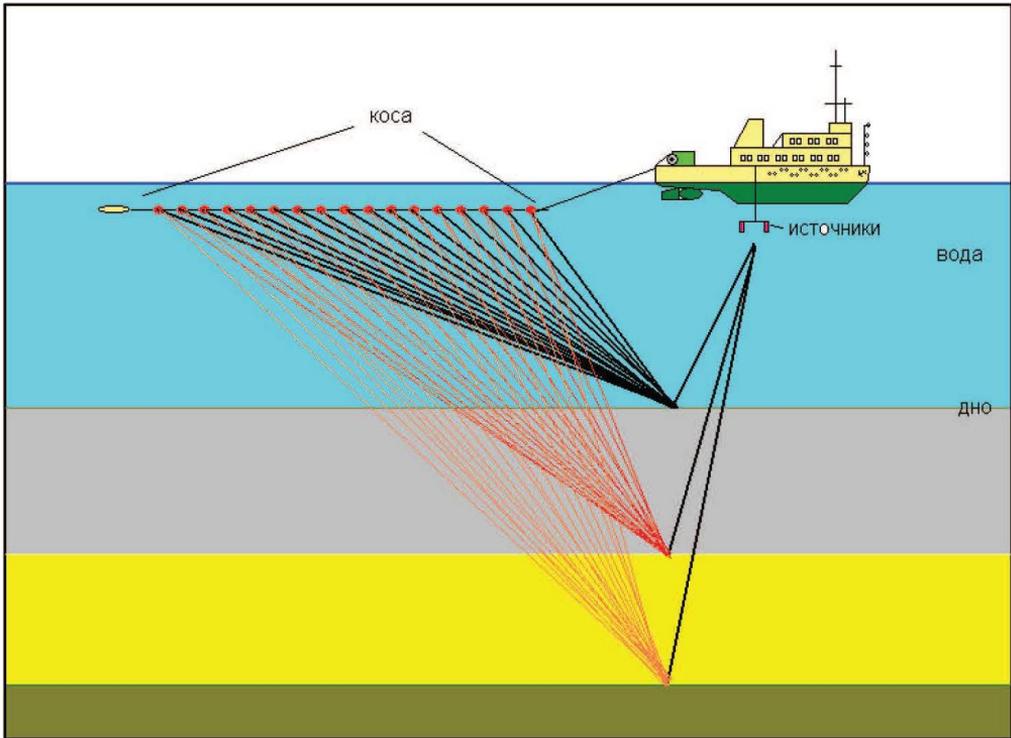


Рис. 6.17 – Принципиальная модель сейсмоакустического профилирования

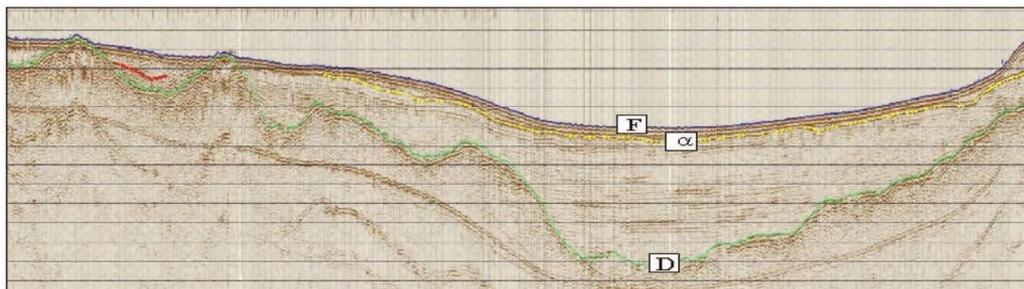


Рис. 6.18 – Фрагмент профиля низкочастотного непрерывного сейсмоакустического профилирования

Непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП) проводится с целью выделения и прослеживания границ слабонаклоненных (не более 7–10 град.) слоев осадочных пород. НСАП не применяется в кристаллических породах, в газонасыщенных осадках – и в интенсивно дислоцированных осадочных породах.

Непрерывное сейсмоакустическое профилирование выполняется двумя методами – низко- и высокочастотным:

- с электроискровым источником-спаркером (источник и приемник разнесены) – частоты 300–12000 Гц, разрешение 1–3 м, глубинность – до 200 м;
- с профилографом (пьезокерамический или электродинамический источники, совмещенные с приемником в одном корпусе) – частоты от 2,5 до 20 кГц, разрешение до 0,1 м, глубинность от 5–7 до 150 м. Принцип выбора источника следующий: чем выше частота, тем выше разрешение и меньше глубинность.

Результатом работ НСАП является временной разрез, который представляет собой фактический разрез грунтовой толщи с временным вертикальным масштабом (рис. 6.18).

По оси глубин – время двойного пробега волны (от источника к отражающей границе и обратно). *Глубинность* – глубина, на которую освещается строение разреза. *Разрешение или разрешающая способность* – точность определения глубины залегания отражающих границ и мощности слоев. *Многоканальное высокочастотное сейсмическое профилирование* – высокоразрешающая сейсмика (Hi-Fi-сейсмика).

Цель Метода – выявление возможных факторов риска, которые возникают при бурении параметрических поисково-разведочных, эксплуатационных и др. скважин на нефть и газ (прежде всего, это скопления газа с АВПД).

Отличие от сейсмоакустики: высокая глубинность (до 300–1000 м), более низкие частоты – не более 100Гц.

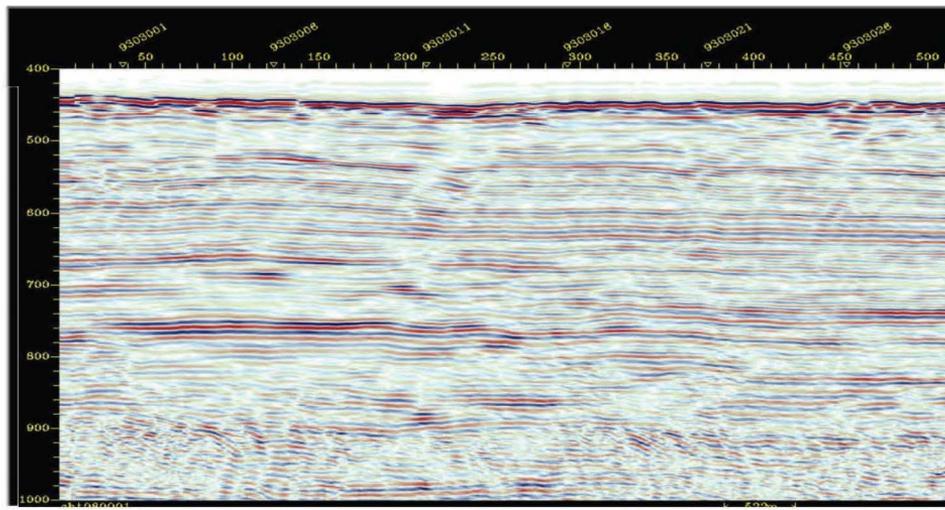


Рис. 6.19 – Фрагмент временного разреза многоканального сейсмического профилирования

Основные объекты – амплитудные аномалии типа «яркое пятно», глубоко залегающие слои. Аномалия волнового поля, связанная с резким изменением амплитуды на отражающей границе на локальном (ограниченном по протяженности) участке профиля. Обычно связываются со скоплениями газа, могут быть обусловлены резкими изменениями литологии и фазового состава.

На рисунке 6.19 представлен фрагмент временного разреза многоканального сейсмического профилирования.

Аппаратура и методика работ

В качестве приемника отраженного сигнала применяется сейсмокося с пьезоэлектрическими гидрофонами длиной 1200 м. Изменение давления на гидрофонах преобразуется в электрический сигнал, оцифровывается электронным модулем – и передается по проводным линиям связи телеметрической системы на сейсмостанцию. Сейсмостанция представляет собой компьютерную систему, предназначенную для получения сейсмических данных в ходе морских работ (рис. 6.20).

Для удержания сейсмической косы на заданной глубине используются контроллеры глубины косы, которые также передают данные о позиции косы в навигационную систему.

В качестве источника возбуждения колебаний используется кластер пневмоисточников (ПИ), состоящий из 4 пневмопушек, объединенных в 2 кластера, общим объемом 160 кубических дюймов. Номинальное давление в пневмоисточ-



Рис. 6.20 – Сейсмостанция (слева) и многоканальная аналоговая пьезокода (справа)

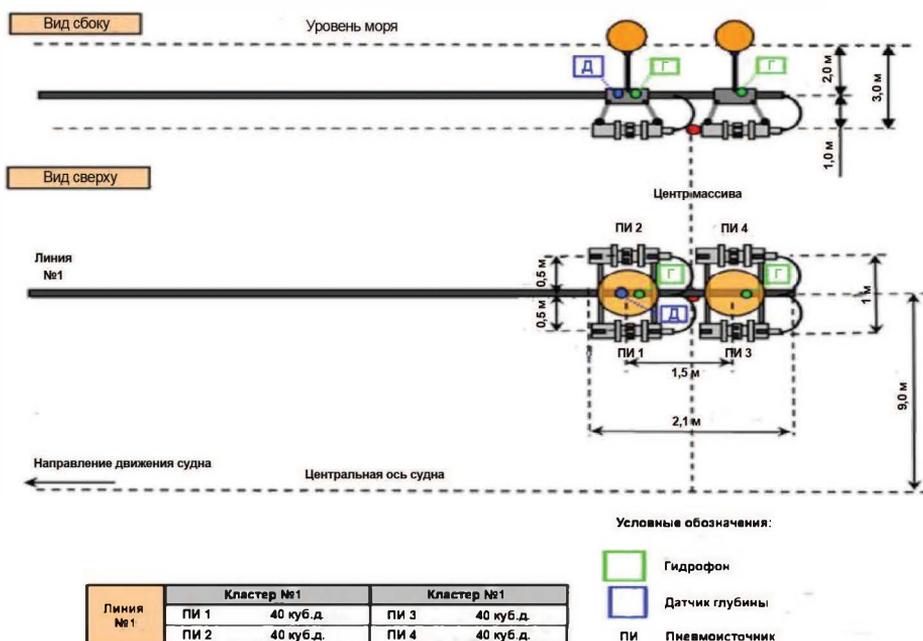


Рис. 6.21 – Схема расположения массива пневмоисточников

нике около 2000 psi обеспечивается работой компрессора. Буксировка массива пневмоисточников производится при помощи тросов на расстоянии от судна, обеспечивающем оптимальные параметры излучения. Для контроля срабатывания ПИ и регистрации воздушных утечек на каждом кластере установлен гидрофон (рис. 6.21).

Гидролокация бокового обзора

Работы методом ГЛБО (гидролокация бокового обзора) выполняются с целью обнаружения различных предметов на поверхности дна – а также для изучения и уточнения особенностей рельефа (микрорельефа) и качественного определения литологического состава придонных отложений.

Гидролокация бокового обзора является инструментом, обеспечивающим получение изображения дна с высокой разрешающей способностью с обеих сторон от линии движения судна. ГЛБО не дает абсолютных значений высот донных объектов, однако позволяет получать относительные превышения объектов на дне, на основе которых могут быть приблизительно оценены высоты объектов. Также метод позволяет получать детальную акустическую картину дна. Современные гидролокаторы обеспечивают запись акустической информации бокового обзора в цифровом виде. Цифровой ГЛБО, будучи объединен с многолучевым эхолотом, применяется при выполнении высокоточных съемок для обнаружения препятствий на морском дне и обследования существующей подводной инфраструктуры.

Схема выполнения ГЛБО с вмонтированных в корпус судна устройств представлена на рисунке 6.22.

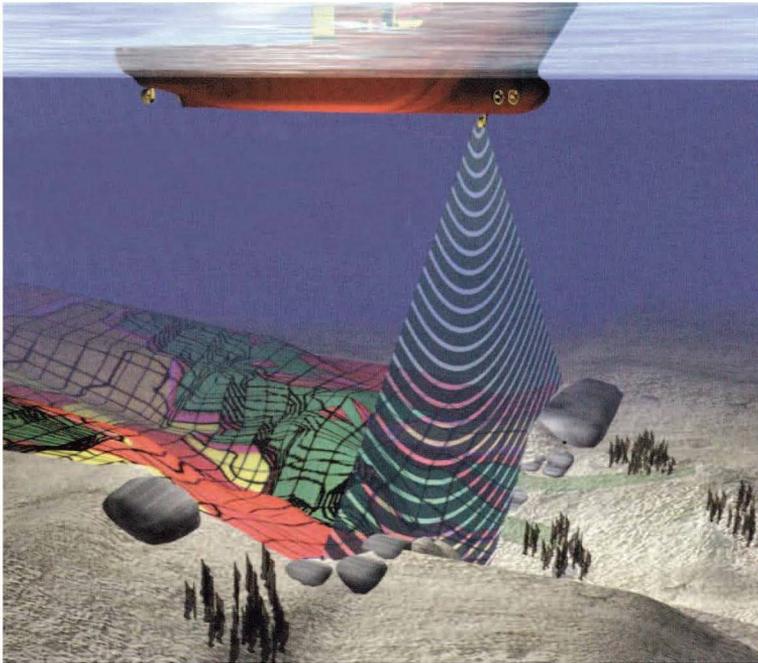


Рис. 6.22 – ГЛБО выполняется с вмонтированных в корпус судна устройств

Точность или способность системы ГЛБО к обнаружению объекта с заданными размерами зависит от ряда факторов, включая: тип материала, из которого состоит объект, размер и форму объекта, рефракции (звуковых лучей), акустических шумов, влияния биологических факторов, влияния кильватерной струи, отражения акустических лучей от поверхности моря, а также стабильность движения носителя антенн ГЛБО. Антенны гидролокатора периодически излучают акустические импульсы – и непрерывно принимают отклик среды, называемый сигналом обратного рассеивания. Важным свойством излучаемого и принимаемого сигнала является его направленность. Как правило, сигнал ГЛБО имеет узкую поперечную и широкую продольную направленность, образуя так называемый «лепесток». Таким образом, «освещение» дна производится в узкой полосе, направленной перпендикулярно линии движения ГЛБО.

Интенсивность сигнала обратного рассеивания зависит как от состава придонных отложений, так и от наклона поверхности морского дна. На однородном типе грунта зона тени (слабая интенсивность сигнала обратного рассеивания) перед областью с интенсивным сигналом соответствует локальному понижению (депрессии) поверхности дна. Область с высокой интенсивностью сигнала обратного рассеивания и зоной тени позади нее соответствует поднятию дна (либо объекту на морском дне).

ГЛБО осуществляется активными сонарами передового или бокового обзора. В процессе выполнения работ буксируемый гидролокатор сканирует дно секторальными импульсами. Каждый импульс представляет собой трассу, аналогичную сейсмической, но направленную не вглубь, а вдоль поверхности дна. Сложение этих трасс позволяет получить сонограмму – акустическое изображение поверхности дна. Сам локатор помещается в буксируемое за НИС тело – «рыбу». В «рыбе» он может совмещаться с профилографами, магнитометрами и другими приборами. Сонограмма – псевдообъемное изображение (рис. 6.23).

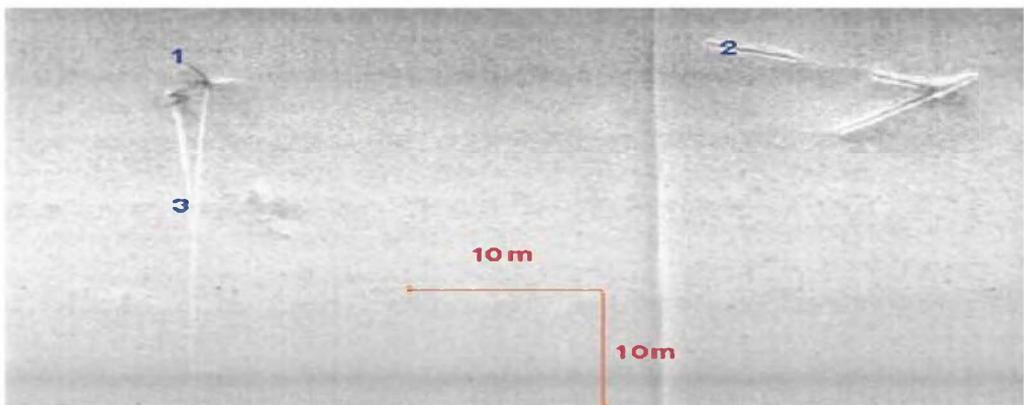


Рис. 6.23 – Пример сонограммы

Сонограмма – псевдообъемное изображение поверхности морского дна; по сути, является «акустической фотографией», аналогичной спутниковым или авиационным снимкам земной поверхности. Эффект псевдообъема достигается за счет изменения интенсивности оттенков серого цвета.

Батиметрическая съемка

Гидрографическая съемка для обеспечения инженерно-геофизических работ производится, как правило, в составе морских геолого-геофизических исследований шельфа, либо независимо, с целью проектирования прокладки инженерных коммуникаций (трубопроводов, кабелей и т.д.) на морском дне. Высокоточная съемка рельефа многолучевым эхолотом (МЛЭ) является необходимым этапом выполнения подобных работ. Съемка многолучевым эхолотом позволяет получить информацию о структуре поверхности морского дна, верхнего слоя донных осадков и о наличии различных аномалий в водном столбе. Пример батиметрической съемки представлен на рисунке 6.24.

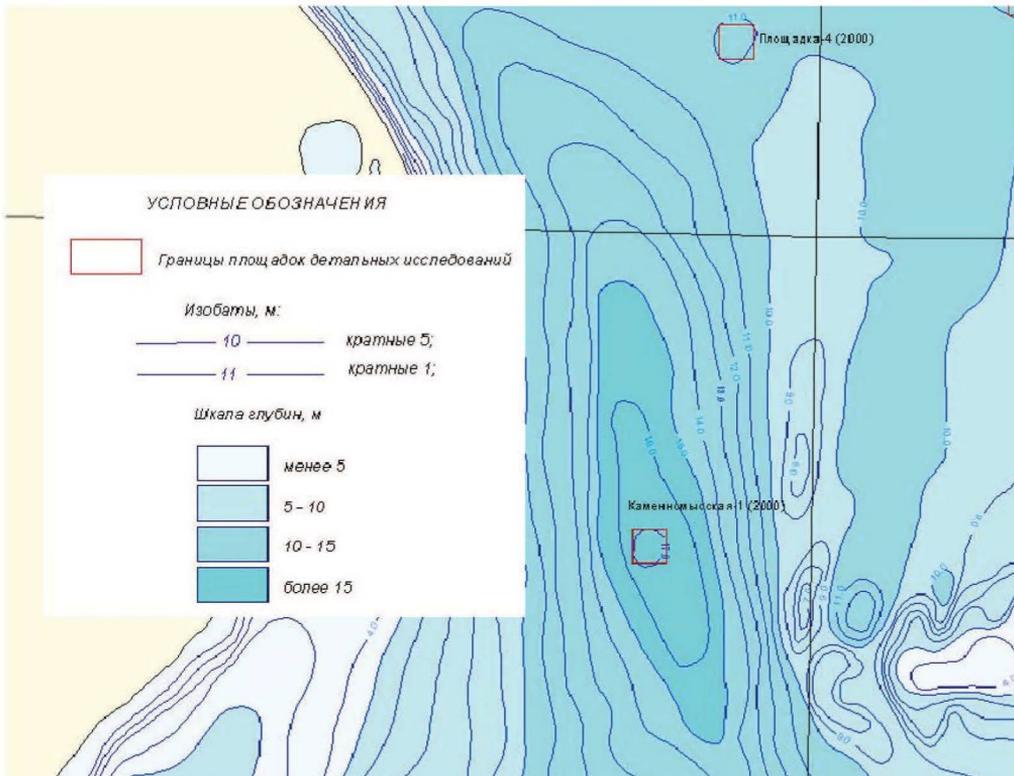


Рис. 6.24 – Батиметрическая карта

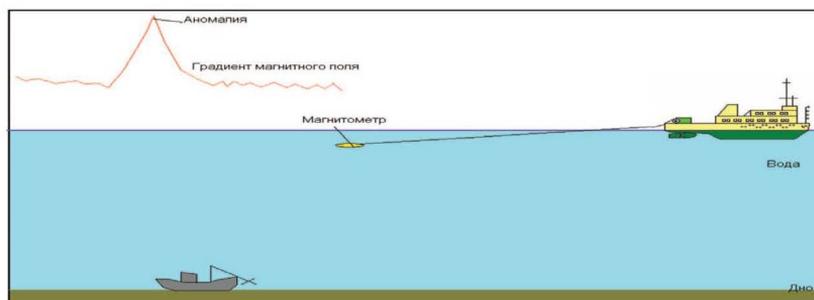


Рис. 6.25 – Технология проведения и результат магнитометрической съемки

Магнитометрическая съемка на участках проектируемого строительства инженерных сооружений выполняется с целью обнаружения на поверхности морского дна или вблизи этой поверхности техногенных объектов, имеющих в своем составе ферромагнитные материалы, путем выявления аномалий магнитного поля. Осуществляется градиентными магнитометрами, которые помещают в обтекаемые тела – «рыбы» – и буксируют за судном на относительно большом удалении (200-300 м). Основным результатом съемки является график градиента магнитного поля по линии профиля (рис. 6.25).

Гидромагнитная съемка выполняется по дифференциальной методике (продольный градиентометр, состоящий из двух магнитометров, буксируемых друг за другом на одном расстоянии), позволяющей получить значения модуля полного вектора магнитного поля Земли, свободные от влияния вариаций.

Морской магнитометр состоит из набортного регистрирующего устройства и заборной части (рис. 6.26). Измерение магнитного поля происходит внутри за-



Рис. 6.26 – Буксируемые тела (магнитометры + ГЛБО) перед спуском

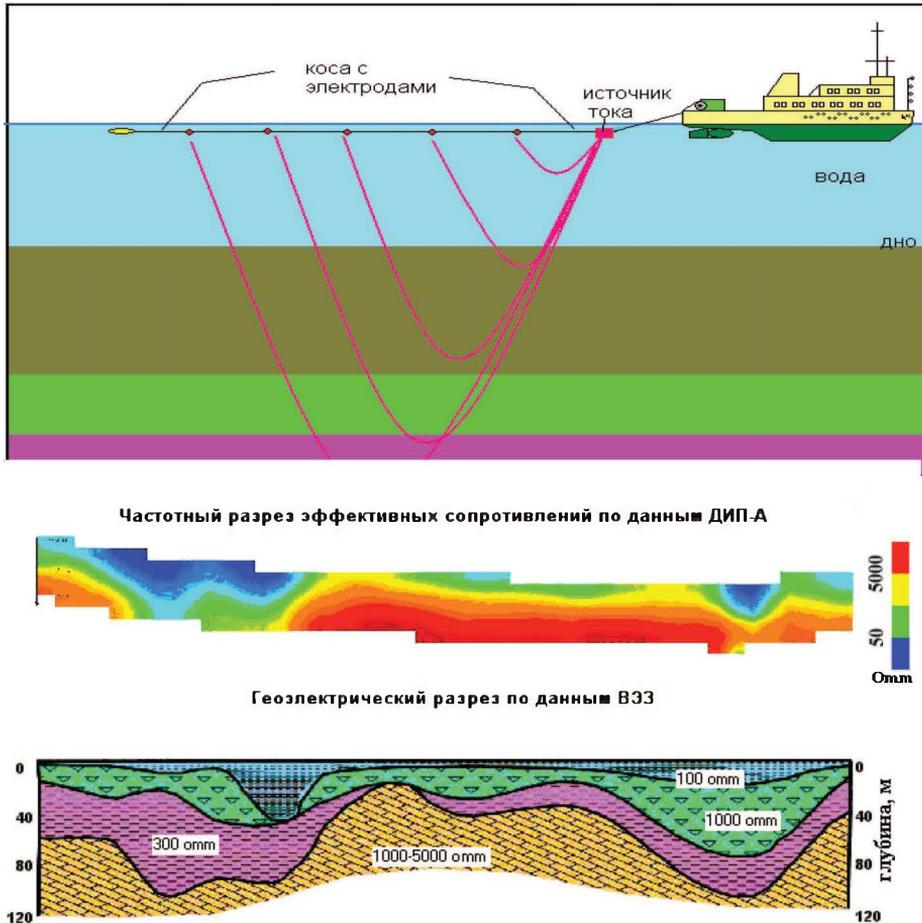


Рис. 6.27 – Технология проведения и результат электроразведки

бортного буксируемого модуля (гондолы), где уровень сигнала максимален из-за отсутствия внешних помех. Для устранения влияния судна на данные магнитометры буксируются на удалении от кормы не менее трех длин судна.

Электрометрическая съемка проводится для выявления и картирования границ слоев, а также многолетнемерзлых пород – и основана на измерениях сопротивления электрическому току в различных точках. При производстве работ за судном буксируется коса электродов, измеряющих сопротивление электрическому току. Ток генерируется буксируемым источником. Чем больше расстояние между источником тока и измерительными электродами (разнос), тем больше глубинность исследований.

Основной результат электроразведки представляет собой геозлектрический разрез, на котором выделены слои с различным сопротивлением (рис. 6.27).

Т.к. различные грунты имеют разное сопротивление, это позволяет наполнить геоэлектрические слои вещественным составом.

6.4. Комплексное выполнение инженерно-геофизических работ

Выполнение инженерно-геофизических исследований, как правило, осуществляется в несколько проходов судна по линии профиля. Проблема выполнения всех видов работ за один проход судна состоит во взаимном влиянии методов друг на друга – и в трудностях, связанных с навигационным сопровождением каждого из методов (рис. 6.28).

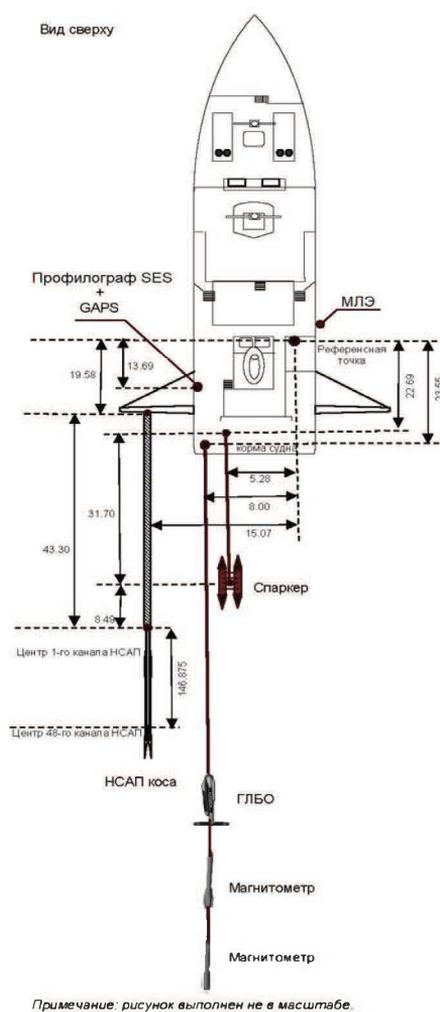


Рис. 6.28 – Схема расположения заборного оборудования НСАП, МЛЭ, ГЛБО и магнитометрии

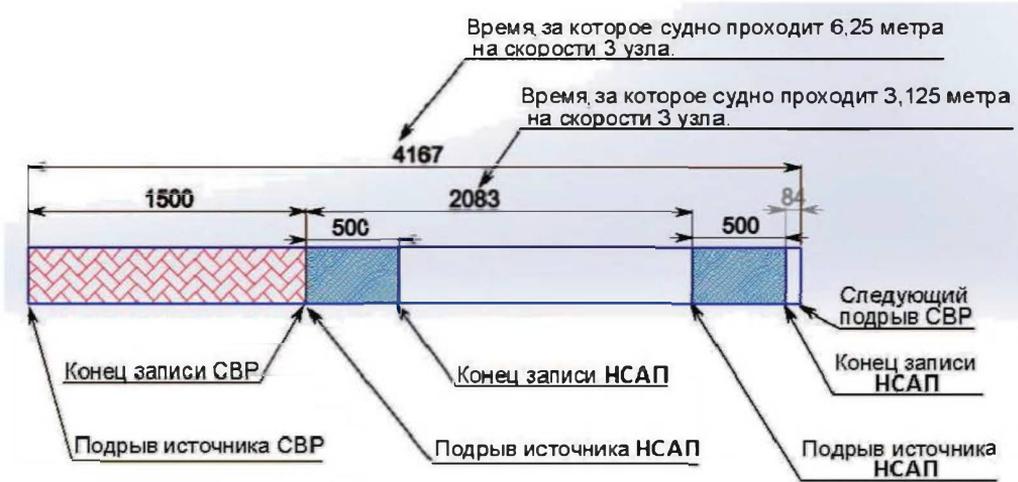


Рис. 6.29 – Временная диаграмма работы совмещенными методами СВР и НСАП

Полная независимость систем регистрации СВР и НСАП позволяет вести одновременную съемку двумя методами, исключая влияние одного метода на другой.

Последовательное возбуждение источников – один выстрел источника СВР и следующие за этим два выстрела источника НСАП – при корректном расчете времени подрывов позволяют обработать профиль без взаимного влияния сигналов источников. Однако при такой схеме работы теряется равномерность пунктов возбуждения на профиле, дистанция между которыми будет зависеть от скорости судна.

Для сохранения равномерной дистанции между пунктами возбуждения излучение и прием сигнала производится согласно временной диаграмме (рис. 6.29).

Для реализации этой временной диаграммы применяется генератор импульсов, распределяющий сигналы подрыва источников СВР и НСАП.

Генератор обеспечивает посылку до четырех импульсов с различными временными задержками от опорного сигнала. Значения задержек могут устанавливаться как вручную оператором, так и через интерфейс RS-232. На вход генератора подается информация о скорости судна в данный момент времени. На основании этого производится расчет задержки между подрывом СВР и НСАП – для получения равномерного расположения пунктов возбуждения по профилю.

Магнитометрические работы и гидролокация бокового обзора также выполняются одновременно. Буксировка магнитометров и ГЛБО производится с помощью стального кабель-троса. Магнитометры подключаются к ГЛБО при помощи интеграционного кабеля со встроенным трансивером через специальный коммуникационный разъем.

6.5. Контроль качества получаемых инженерно-геофизических материалов

Контроль качества и обработка данных многолучевого эхолота

В процессе сбора данных МЛЭ выполняется контроль качества съемки. Оператор в режиме реального времени контролирует перекрытие смежных полос, при необходимости изменяя углы покрытия МЛЭ. Одновременно производится контроль уровня шумов по центральному и по крайним лучам многолучевого эхолота.

После регистрации данных МЛЭ производится первичная обработка данных, включающая: обрезку крайних лучей, ручную и программную фильтрацию данных, визуальный контроль уровня «шумов» и удаление локальных отскоков глубин. Дополнительно осуществляется контроль плотности съемочных пикетов в исходных файлах.

На уровень шумов влияет количество акустических источников, одновременно находящихся за бортом судна. При работе МЛЭ отчетливо прослеживаются акустические помехи, создаваемые излучателями профилографа (ВЧ НСАП). Для уменьшения их взаимного влияния излучение сигнала профилографа производится между пингами МЛЭ.

В процессе анализа данных выбираются онлайн-фильтры, позволяющие улучшить качество записи.

В течение работы на профиле оператором производится непрерывный контроль качества работы многолучевого эхолота, системы позиционирования, всех периферийных устройств и сбора данных. Оператор контролирует следующие параметры:

- возраст дифференциальной поправки;
- количество наблюдаемых спутников;
- скорость движения судна;
- синхронизацию системы сбора и всех периферийных устройств;
- диапазон измерения глубины многолучевого эхолота;
- мощность излучения многолучевого эхолота;
- длину импульса многолучевого эхолота.

После окончания галса данные передаются вахтенному обработчику данных многолучевого эхолота, который выполняет контроль качества и предварительную обработку данных. Обработка включает в себя:

- импорт данных в среду обработки;
- вычисление истинных позиций акустического центра многолучевого эхолота;
- вычисление измеренных глубин;
- введение поправок за качку и заглубление антенного комплекса;

- введение поправок за скорость распространения звука в воде (учет рефракции);
- вычисление приведенных к среднему уровню моря глубин.

Контроль качества и обработка данных СВР и данных НСАП

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

После прохождения профиля с целью контроля качества работ НСАП и СВР выполняются следующие процедуры:

- загрузка данных SEG-Y в систему обработки, проверка корректности заголовков и параметров регистрации;
- визуализация служебных каналов;
- проверка отсутствия взаимного влияния методов друг на друга;
- присвоение в заголовки трасс информации о геометрии съемки;
- визуальный анализ временных разрезов;
- визуальный анализ сейсмограмм (в начале, в середине и в конце профиля);
- визуальный контроль разреза 1-ого канала.

Пример разреза ближнего удаления (1 канал) с графиком среднеквадратичных амплитуд, рассчитанных по прямой волне для профиля СВР, представлен на рисунке 6.30.

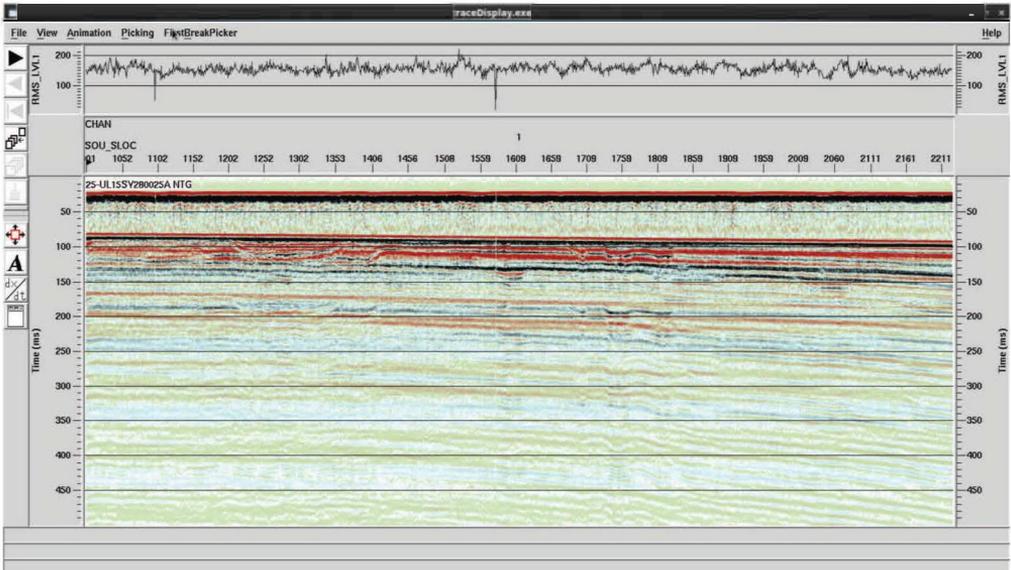


Рис. 6.30 – Пример разреза ближнего удаления (1 канал) с графиком среднеквадратичных амплитуд, рассчитанных по прямой волне для профиля СВР

Контроль качества и обработка данных ГЛБО

Во время работы на профиле оператор выполняет контроль качества регистрируемых данных. Одновременно с этим оператор контролирует:

- высоту буксировки буксируемого тела ГЛБО и магнитометров над дном;
- поступление навигационных данных в систему регистрации;
- скорость судна.

После завершения прохождения по линии съемки данные в формате ХТГ передаются в обработку. Контроль качества и обработка данных ГЛБО производится в программе SonarWiz. Этапы обработки данных приведены ниже:

- создание проекта обработки;
- загрузка полевых данных ГЛБО в проект;
- проверка навигационных данных;
- прослеживание отражения от дна;
- применение переменного по времени усиления;
- выделение объектов, составление каталогов выделенных объектов;
- построение и экспорт мозаичного изображения морского дна.

Контроль качества и обработка данных магнитометрии

Кондиционность дифференциальных гидромагнитных наблюдений обеспечивается соблюдением следующих условий:

- идентичностью измерительных каналов, которая контролируется измерениями с нулевой базой;
- тестированием магнитометра на судне в соответствии с руководством по эксплуатации;
- наблюдением за измерениями магнитного поля Земли оператором на вахте;
- выполнением палубного контроля качества магнитометрических данных ежедневной предварительной обработки на борту судна.

Качество магнитометрических измерений в реальном времени оценивается по характеру графиков магнитного поля, отображаемого на мониторе компьютера, а также по индикаторам, предусмотренным в программном обеспечении. Основными критериями служат интенсивность и качество получаемого сигнала.

Результаты выполнения работ инженерно-гидрографическими и инженерно-геофизическими методами позволяют получить материалы для комплексной геолого-геофизической интерпретации изученных разрезов, и выделения опасностей различного типа. Примеры обработки данных различными методами по данным «МАГЭ» представлены на рисунках 6.31–6.34.

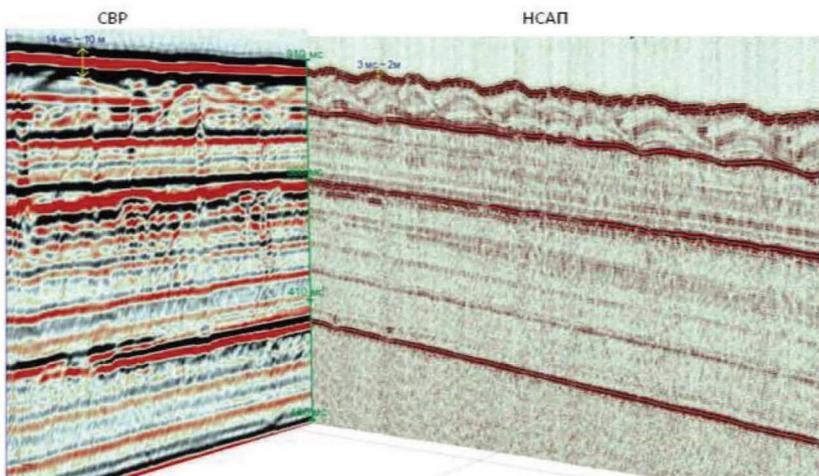


Рис. 6.31 – Сопоставление временных разрезов, полученных по данным СВР и НЧ НСАП

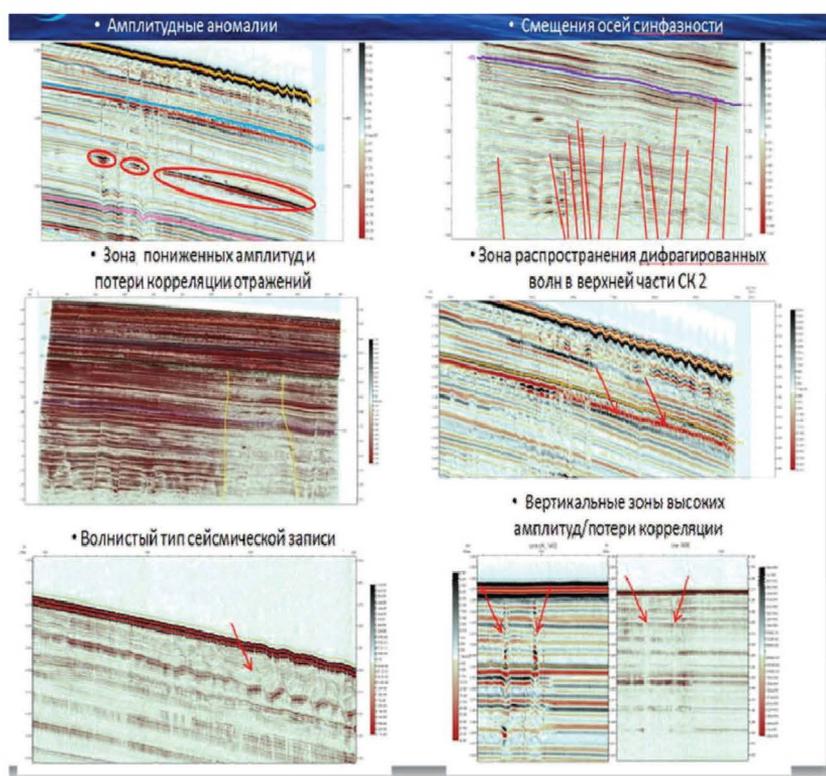


Рис. 6.32 – Основные типы аномалий, выделяемые по данным СВР и НСАП

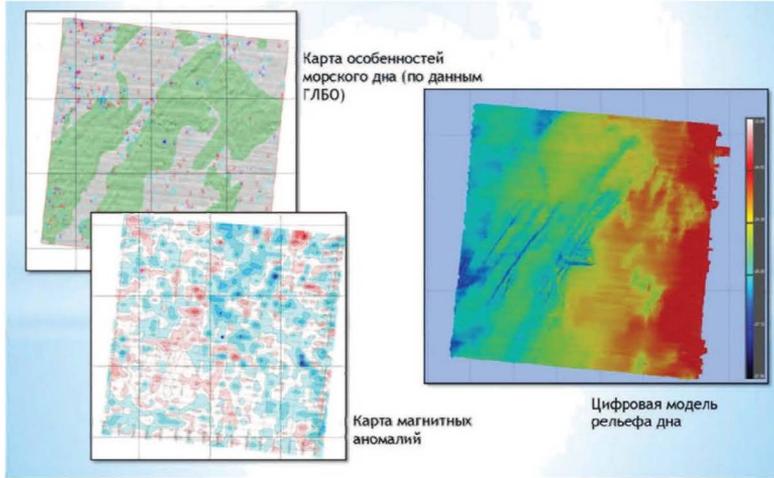


Рис. 6.33 – Сопоставление результатов МЛЭ, ГЛБО и магнитометрии

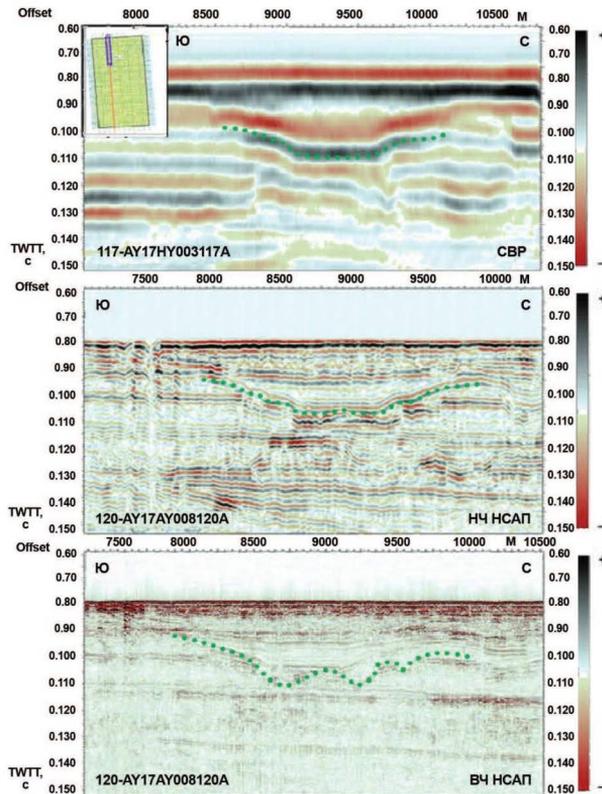


Рис. 6.34 – Выделения палеоврезов по результатам различных методов

6.6. Исследования опасных природных явлений на арктическом шельфе инженерно-геологическими методами

В условиях Арктики установлен ряд опасных природных явлений, которые следует изучать и учитывать при освоении месторождений углеводородного сырья и других полезных ископаемых на шельфе и на суше. Среди них выделяют: приповерхностный газ (газовые струи и карманы в верхней части разреза нефтегазовых месторождений), газовые гидраты, покмарки-кратеры, заколонные перетоки, регрессивный прогиб морского дна.

Прогнозирование указанных негативных явлений и снижение масштабов их последствий является актуальной проблемой – поскольку их возникновение может иметь катастрофические для предприятий и природной среды последствия.

Геологоразведочные работы и освоение нефтегазовых месторождений на шельфе РФ ведут компании с государственным участием ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть»». Компаниям следует пробурить десятки поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, и в дальнейшем выполнить обустройство открытых месторождений. По результатам бурения и геофизических исследований в северных морях установлены и изучены техногенные и геологические процессы, представляющие собой значительную опасность при освоении нефтегазовых месторождений.

Приповерхностный газ, газогидратопроявления

Арктические моря Российской Федерации, в том числе субарктическое Охотское море, расположены в пределах зоны повышенной сейсмической активности, что во многом отражается на тектоническом строении нефтяных и газовых месторождений. По данным сейсморазведки, эти месторождения характеризуются наличием большого числа тектонических нарушений. В процессе освоения месторождений, таких как Киринское и Южно-Киринское, наблюдается наличие газа в приповерхностной части разреза в виде «газовых струй и карманов». Это может быть обусловлено как геологическими, так и технологическими причинами.

Если в процессе инженерно-геологических изысканий и при бурении поисково-разведочных скважин, эксплуатационном бурении газовые скопления не проявлялись, то наиболее вероятная причина их появления – это техническое состояние фонда скважин, а именно негерметичность обсадных колонн и цементного камня. Наличие газовых скоплений при бурении скважин приводит к осложнениям в процессе бурения – и может быть причиной аварийных ситуаций.

Проявления газовых скоплений и степень их влияния на показатели освоения нефтегазоконденсатных месторождений должны учитываться как на стадиях поисково-разведочных работ, так и на стадии добычи углеводородов. Наибольшую

значимость приобретает оценка всевозможных рисков в арктических природно-климатических условиях.

Газонасыщенные осадки в придонной части осадочного чехла распространены практически повсеместно, что подтверждается результатами многолетних геофизических и инженерно-геологических исследований в различных районах Мирового океана.

Целью изучения верхней части разреза является определение газонасыщенных пропластков и линз, в том числе в газогидратном состоянии. Для этого проводится: картографирование морского дна с высоким разрешением, определение литологического состава массива горных пород, обнаружение тектопических нарушений, зон повышенной трещиноватости и льдистости, определение глубины залегания кровли и подошвы массивов многолетнемерзлых грунтов, определение состава, состояния и свойств мерзлых грунтов в массиве.

Основными методами изучения верхней части разреза при освоении ресурсов углеводородов на шельфе являются:

- сейсморазведочные работы высокого разрешения (СВР) в различных модификациях;
- профилирование морского дна такими методами, как гидролокация бокового обзора (ГЛБО) и многолучевое эхолотирование (МЛЭ);
- электроразведка в различных модификациях;
- инженерные изыскания;
- бурение инженерно-геологических скважин и геотехнический пробобор;
- геофизические исследования скважин (ГИС).

По технологии проведения работ эти методы классифицируются на полевые и скважинные. При этом возникает необходимость учитывать характерные ограничения проведения как полевых, так и скважинных геофизических исследований на шельфе арктических морей. Основными ограничениями для геофизического изучения участков шельфа являются природно-климатические условия. Здесь в условиях наличия ледового покрова применение буксируемых сейсморазведочных кораблей существенно затруднено. Поэтому применяется и другой метод проведения сейсморазведочных работ в этих условиях – это метод съемки с донными косями, однако он имеет ограничения по глубине – не более 90 м.

Актуальны ограничения, связанные с переходными зонами «море-суша» (транзитными зонами). Эти зоны находятся на всех участках шельфа России.

Часто встречающейся проблемой являются сейсмогеологические условия возбуждения и приема акустических сигналов, а также возможность корректной увязки данных наземной и морской сейсморазведок. При проведении сейсморазведочных исследований параметры взрывных (либо вибрационных) источников используемой аппаратуры должны соответствовать требованиям органов природопользования и охраны окружающей среды – буровые и взрывные работы не должны проводиться в период нереста и массовой миграции ихтиофауны.

По применению методов электроразведки существует ряд ограничений по глубине моря и по глубинности исследований.

Возможны запреты на проведение геофизических исследований в заповедных зонах — и в пределах других особо охраняемых природных территорий, важных для сохранения, воспроизводства и миграции ценных видов биологических ресурсов. При проектировании сейсмических и электромагнитных работ необходимо учитывать их воздействие на биосферу.

Однако геофизические методы исследования в настоящее время интенсивно развиваются и совершенствуются, что позволяет надеяться на их комплексное применение, в первую очередь, в труднодоступных и геологически сложных участках шельфа России, перспективных для обнаружения новых промышленных залежей углеводородов.

Одной из причин формирования неглубоких залежей свободного газа может служить их субвертикальная миграция из крупных месторождений. Скопления приповерхностного газа могут находиться на глубинах 10–40 м от дна моря, при этом данные газовые скопления достаточно ограничены и не имеют большой латеральной протяженности. Обширные газовые объекты могут быть выделены на глубинах в пределах 100–800 м. Площадное и глубинное расположение таких скоплений газа («газовых карманов») в настоящее время прогнозируется по результатам интерпретации данных сейсмической съемки высокого разрешения, проводимой на этапе инженерно-геологических изысканий на площадках, выбранных для бурения скважин. При случайном вскрытии таких залежей в процессе бурения происходит газовый выброс.

Понятие «приповерхностный газ» («shallow gas») определяется неоднозначно. В зарубежной литературе термин «приповерхностный газ» — это свободный газ в нелигитифицированных отложениях. К приповерхностным скоплениям углеводородов наиболее часто относят углеводороды глубиной 100–500 м.

Геологоразведочные работы на шельфе в обязательном порядке включают сейсмические исследования высокого разрешения. В результате интерпретации этих исследований возможно обнаружить скопления приповерхностного газа в районах крупных месторождений. В придонной шельфовой части месторождений Охотского моря были обнаружены аномальные зоны, связанные со скоплениями газа: «газовая труба» (рис. 6.35) и зоны повышенной амплитуды — «газовые карманы» (рис. 6.36). По причине того, что на сахалинском шельфе породы верхней части разреза слаболитифицированы и отсутствуют многолетнемерзлые грунты, — нет условий для существования флюидоупоров, которые могли бы аккумулировать скопления газа и/или воды с аномально высоким пластовым давлением.

Для оценки степени рисков при наличии газовых скоплений в пределах участка работ принята следующая градация:

высокая степень риска; умеренная степень риска; низкая степень риска; пренебрежимо малая степень риска в зависимости от концентрации природного газа

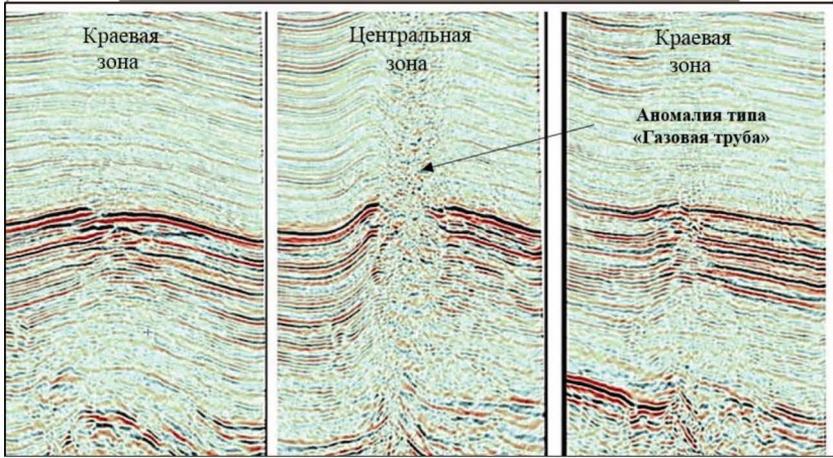


Рис. 6.35 – Модель типа «газовая труба» в верхней части разреза шельфового месторождения

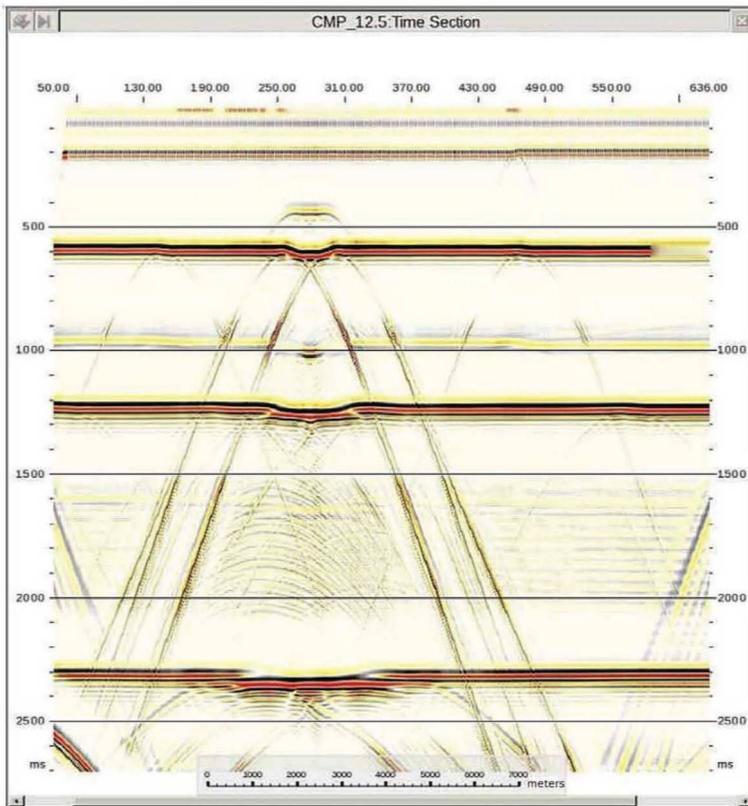


Рис. 6.36 – Модельный сейсмический разрез, содержащий область с пониженными скоростями (аномалия типа «газовая труба»)

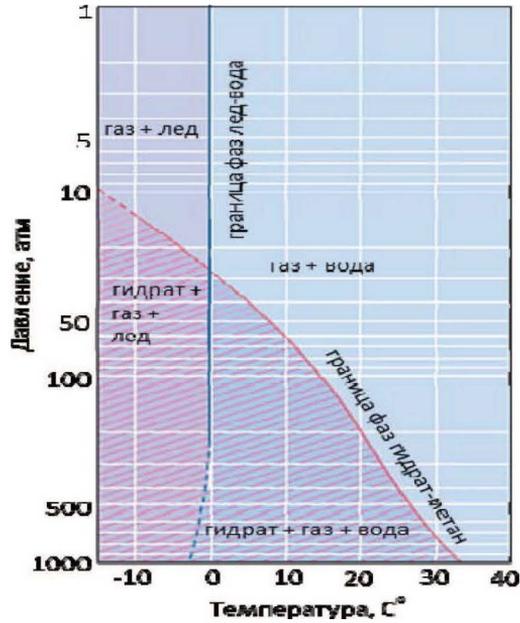


Рис. 6.37 – Фазовая диаграмма стабильности гидрата метана

и наличия аномально высокого пластового давления. Результаты интерпретации высокоразрешающей сейсморазведки, включенной в комплекс инженерно-геологических изысканий, и данные бурения пилотных стволов позволяют оценить степень риска и принять решение о возможности бурения глубокой скважины в запроектированной ранее точке заложения.

Другой вид приповерхностного газа – газовые гидраты метана. Это кристаллические вещества, напоминающие лед. В природе они могут находиться на суше в зонах вечной мерзлоты либо в донных осадках морей. По своей структуре они представляют собой клатраты, в которых основная кристаллическая структура состоит из молекул воды, содержащих молекулу метана, называемую гостем. Газовые гидраты образуются при наличии достаточного количества воды и газа при правильном сочетании температуры и давления (рис. 6.37).

Помимо своей потенциальной роли в качестве источника энергии, гидраты газа могут представлять опасность для бурения скважин, влиять на стабильность морского дна – что, в свою очередь, является одной из сложнейших инженерных проблем при эксплуатации морских нефтегазовых месторождений в условиях газогидратных отложений. За пределами зоны стабильности гидраты распадаются на водные и газовые компоненты, что может привести к оползням и обвалам – в том числе в районе расположения морских нефтегазовых сооружений. С пробле-

мой такого рода сталкиваются при прокладке морских газопроводов в акваториях Черного и Балтийского морей [34, 35, 36].

Оценка рисков при бурении скважин при наличии приповерхностных газов

В результате анализа данных инженерно-геологических изысканий на шельфе острова Сахалин и разработанных критериев оценки степени риска при проведении буровых работ выполнено ранжирование амплитуд сейсмических аномалий 2D в верхней части разреза (ВЧР) газоконденсатных месторождений шельфа о. Сахалин, указывающих на степень газонасыщенности отложений и уровень опасности [17].

Для изученных сейсмокомплексов на глубине до 800 м построена карта опасностей, на которой выделены зоны различной степени риска при бурении скважин.

В площади изысканий на одном из месторождений выделены многочисленные тектонические нарушения, которые трассируются в сейсмокомплексах ВЧР, затухая вверх по разрезу (рис. 6.38). С нарушениями, вероятно, связана эманация газа в виде струй (газовая труба), отмеченных на сейсмограммах.

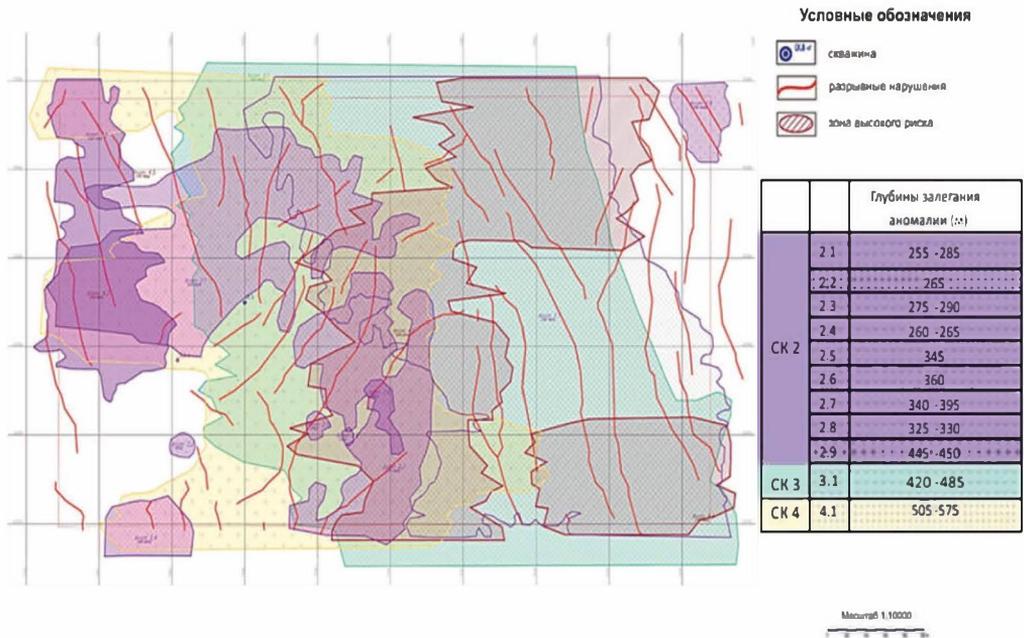


Рис. 6.38 – Карта скоплений газа в верхней части разрезов проектных скважин месторождений шельфа о. Сахалин



Рис. 6.39 – Матрица принятия решений в условиях потенциальных проявлений мелкозалегającego газа при бурении с полупогружной плавучей буровой установки

Таким образом, установлено наличие высоких рисков бурения на месторождении по координатам, указанным в Проекте на строительство скважины. Учитывая эти обстоятельства, необходимо скорректировать точку заложения разведочной скважины и сместить ее в более благоприятные условия.

Матрица принятия решений при выборе точек бурения скважин в условиях потенциальных проявлений приповерхностного газа представлена на рисунке 6.39.

Покмарки-кратеры

Наиболее часто встречающиеся аварии и катастрофы на морских промыслах (44,7% случаев) связаны с фонтанными выбросами нефти и газа (чаще всего газобразных) при бурении поисково-разведочного и эксплуатационного фонда скважин (Den Norske Veritas, 2011). Большая часть выбросов (57%) сопровождается возгоранием. При этом возможны смертельные случаи, повреждаются буровые установки и промыслы.

Наиболее сильными являются выбросы из залежей с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), зачастую превышающими гидростатическое в 1,5–2 раза. Серьезную опасность представляют выбросы газа из неглубоких природных залежей, приуроченных к верхней части разреза (несколько сотен метров) и

называемых во многих публикациях «газовыми карманами». При этом газ может иметь биогенное (микробальное) или катагенетическое (глубинное) происхождение, а скопления (залежи) газа могут находиться в свободном или газогидратном состояниях. Бурение скважин при таких условиях неоднократно приводило к аварийным и катастрофическим выбросам газа.

В рельефе дна акваторий мира широко распространены локальные округлые углубления (rockmarks – покмарки), связанные с подводными выходами газа, которые могут быть разовыми (пневматические выхлопы – выбросы), периодическими – или перманентными с формированием действующих грифонов газа. В неглубоких залежах газа часто существуют АВПД, от уровня которых зависят энергия высвобождающегося газа при разрушении покрывающих (глинистые отложения, палеомерзлые породы) и размеры образующихся покмарок – кратеров. Диаметры покмарок достигают нескольких десятков и даже сотен метров, а глубины – нескольких десятков метров. Таким образом, выбросы газа с образованием кратеров могут привести к серьезным повреждениям нефтегазовых промыслов и подводных трубопроводов. Наибольшее количество покмарок выделено на дне Штокмановского месторождения, на нефтегазоперспективном своде Федынского – и на других площадях морей Баренцево-Карского региона.

Изучение районов природных выходов (сипов) нефти и газа на поверхность суши и акваторий имеет большое значение при экологических исследованиях, прогнозировании мест размещения месторождений углеводородов и повышении безопасности их освоения.

В ходе нескольких экспедиций ДВО РАН и на судне Oden в 2014 г. в ряде районов Северного Ледовитого океана выявлены зоны масштабной эмиссии метана (возможно, из распадающихся газогидратов) в атмосферу, что может влиять на глобальные климатические процессы. При этом обнаружены фонтанирующие источники газа («газовые факелы») и крупные участки, на которых вода буквально кипит от выделяющихся газов. Кроме эмиссии вредных газов в атмосферу за счет изменения плотности воды, сипы газа могут угрожать безопасности судоходства и проведению геологоразведочных работ с плавучих буровых установок.

Неглубокие придонные залежи газа встречаются в акваториях Арктики и Мирового океана, а также на прилегающей суше. Залежи расположены непосредственно над нефтегазоконденсатными месторождениями (Кириновское, Южно-Кириновское, Штокмановское и др.), с которыми имеется гидродинамическая и генетическая связь. Большую опасность представляют возможные выбросы газа и нефти из техногенных залежей, образовавшихся за счет флюидоперетоков по заколонному пространству скважин, что уже неоднократно приводило к катастрофам (месторождения – Dos Cuadras, Elgin, Кумжинское, Бованенковское и др.). Однозначным объяснением причин образования воронок являются выбросы газа



Рис. 6.40 – Воронка взрыва на п-ове Ямал (вид с бруствера)

из верхней части разреза, представленной криолитозоной, т.е. по своей природе они – аналоги известных морских помарок.

На рисунке 6.40 представлена воронка взрыва В1 на п-ове Ямал.

На протяжении многих десятков лет в различных районах мира установлено влияние зависимости извлечения полезных ископаемых из недр на оседание земной поверхности.

Нормативные документы, позволяющие определять и регулировать способы и методики оценки сдвигов земной поверхности в пределах разрабатываемых месторождений нефти и газа, а также качественные и количественные параметры оценки опасных геодинамических процессов, отсутствуют. Однако функционирование нефтегазового комплекса может оказывать влияние на развитие негативных и опасных геодинамических процессов в недрах Земли и на земной поверхности – с формированием зон экологического риска.

Существуют следующие точки зрения на возникновение техногенных деформаций земной поверхности при разработке месторождений углеводородов:

- разработка газовых месторождений приводит к увеличению площади просадки земной поверхности;

- добываемые углеводороды замещаются несжимаемой водой, что способствует незначительному техногенному оседанию земной поверхности.

В процессе эксплуатации залежей углеводородов для количественной оценки вертикальных деформаций земной поверхности предлагается ряд методик, в основе которых – принцип последовательного или одновременного решения двух задач:

- оценки сжимаемости коллектора;
- оценки возможных деформаций земной поверхности.

Необходимо отметить, что часть деформаций, связанных с уплотнением коллекторов, «гасится» в перекрывающих комплексах горных пород. Доля величины деформаций, достигших земной поверхности, зависит от многих факторов: глубины залегания залежи, соотношения разрабатываемой площади и глубины залегания, петрофизических и деформационных характеристик пород и др.

Известно, что сжимаемости скелета песчаных пород-коллекторов газовых месторождений способствует наличие высокой пористости, достигающей 30–35 %, — и как следствие аномальных деформаций (просадок) земной поверхности.

Следует отметить опасность, связанную с поверхностным образованием разломов, которым свойственно внезапное развитие, — что является более разрушительным по отношению к объектам и системам обустройства нефтегазопромыслов.

Зарубежный опыт показывает, что процесс образования разломов, подчас весьма протяженных, обычно возникает спустя 15–20 лет после начала разработки месторождений. Это может привести к срезанию обсадных колонн эксплуатационных скважин на глубине. Доказательством тому служит потеря сотен скважин на Самолорском нефтяном месторождении в Западной Сибири из-за смещения пластов на глубине 500–600 м.

Часть месторождений углеводородов арктического шельфа России, включая Штокмановское газоконденсатное месторождение, имеют сходные условия залегания промышленных залежей с месторождениями Северного моря (на промыслах Экофиск, Берген, Элдфиск и др.). Для них характерно наличие высокой пористости пород-коллекторов, что типично для большинства интенсивно просевших месторождений углеводородов в мире.

На месторождениях Виборг и Джухерст за 10–11 лет эксплуатации нефтяной залежи, кровля которой залегает на глубине около 3 тыс. м, при снижении первоначального пластового давления (32 МПа) на 20–30 МПа произошло сжатие пород с уменьшением их мощности на несколько метров, что повлекло за собой прогибание поверхности дна.

Для Штокмановского ГКМ (рис. 6.41), расположенного в Баренцевом море, возможны следующие негативные последствия от регрессивного прогиба морского дна:

- деформация трубопроводов и технологического оборудования;

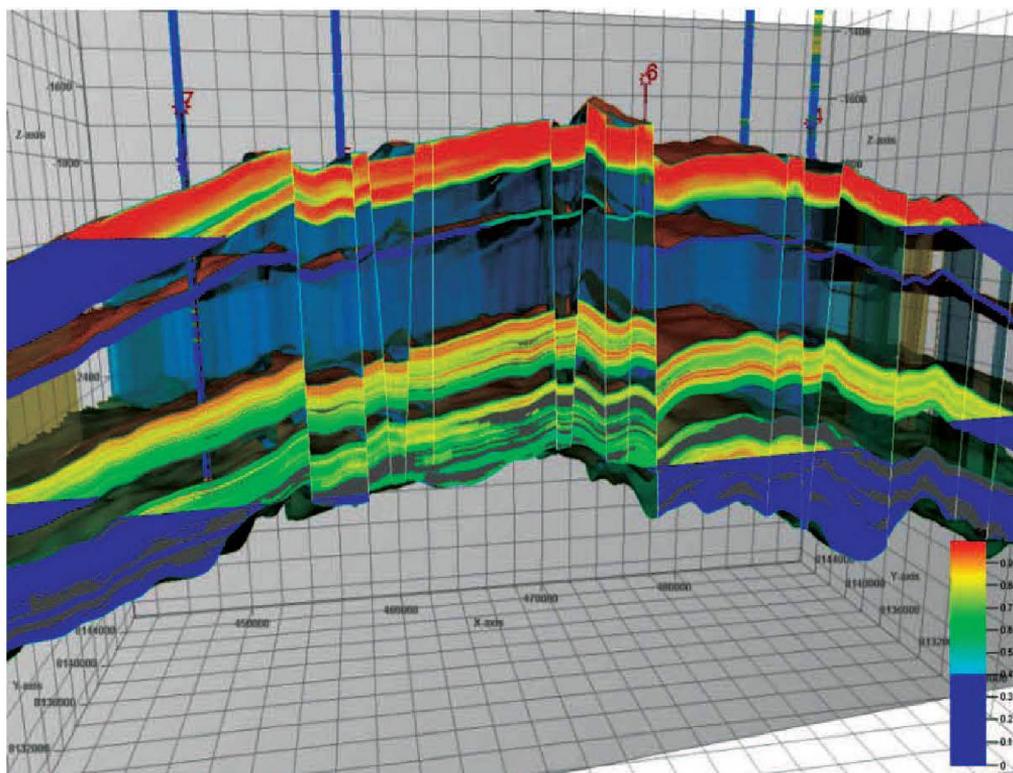


Рис. 6.41 – Распределение коэффициента газонасыщенности в геологической модели Штокмановского ГКМ

- высвобождение газовых линз в верхней части разреза – и выход их содержимого на уровень дна с последующим распространением по водной толще вплоть до поверхности;
- обрушение – сдвиг горной породы внутри массива – может привести к сжатию скелета коллектора и потере стволов скважин.

В случае вовлечения в деформационные процессы глинистых пропластков осадка морского дна месторождения достигнет до 1,75 м за 30 лет совместной разработки продуктивных пластов. Эту величину можно считать за максимально ожидаемую просадку морского дна за такой срок эксплуатации.

В перспективе освоения месторождения возможно использование подводных компрессоров, эффективная работа и ресурс которых связаны с их расположением без перекосов.

Из вышеизложенного следует, что шельф арктических и субарктических морей характеризуется наличием скоплений приповерхностного газа различной приро-

ды и формы. Аномалии газа негативно влияют на показания сейсморазведки, что приводит к погрешности в определении глубины залегания продуктивных горизонтов.

При бурении скважин они создают высокий риск выбросов газа. Это требует изменения положения скважин – и переноса их вне зон наличия приповерхностного газа, а также специальных конструкций скважин. В связи с этим возникает необходимость создания системы предварительного обнаружения «газовых карманов» и применения особых технологий строительства скважин.

На начальной стадии освоения ресурсов на шельфе морей необходимо изучить природу и механизмы формирования газовых скоплений в верхней и придонной частях разреза шельфа.

Для обеспечения безопасного бурения скважин на шельфе в районах с приповерхностным газом на практике выявляют и картируют скопления приповерхностного газа (по данным интерпретации результатов сейсморазведочных работ и инженерно-геологических изысканий).

Освоение нефтяных и газовых месторождений шельфа Арктики, а также различные виды воздействия на залежь нарушают природное равновесное состояние недр – создавая предпосылки для возникновения деформаций горного массива и поверхности дна моря. Наблюдающиеся при этом просадки могут составлять от нескольких миллиметров до нескольких метров. Основные и наиболее опасные формы этих последствий: разгерметизация заколонных пространств скважин, деформация подводных коммуникаций, возможный выход из строя крепящих якорей добычной платформы [16].

6.7. Особенности инженерно-геологических условий обустройства акваториальной части месторождения Крузенштернское в Карском море

В связи с истощением крупнейших месторождений суши все более значительны внимание и практический интерес к освоению газовых ресурсов континентального шельфа Арктики, в том числе Западно-Ямальского. Здесь в Карском море открыты крупнейшие месторождения Русановское, Ленинградское, Няремейское и выявлены перспективные структуры Шарановская, Белоостровская и др., на которых в последние годы ПАО «Газпром» ведутся поисково-разведочные работы.

Два уникальных по запасам углеводородов месторождения – Крузенштернское и Харасавэйское – отличаются своим географическим расположением, они являются транзитными (рис. 6.42), поскольку более половины площади Крузенштернского месторождения расположено в акватории залива Шаранов Шар, у Харасавэйского – 1/3 площади месторождения.

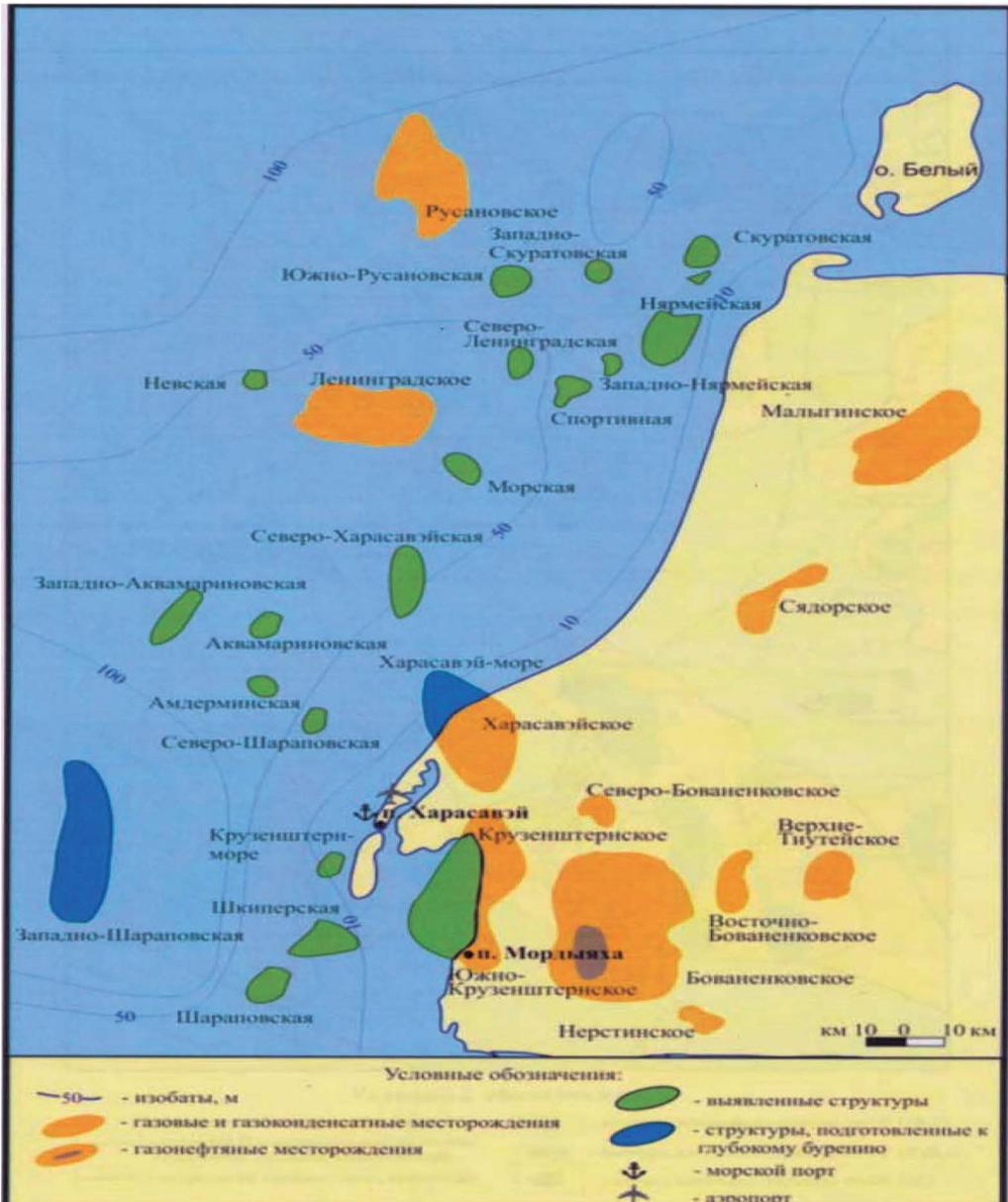


Рис. 6.42 – Обзорная схема приямальского шельфа Карского моря и прилегающей суши

В целом для этого района характерен арктический континентальный климат – с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом, переходными весенним и осенним сезонами. Навигационный период чаще всего составляет

Таблица 6.3 – Гидрометеорологические параметры северо-западной части полуострова Ямал

Параметр	Значения
Средняя температура января	минус 21° С
Средняя температура июля	плюс 7° С
Экстремальная минимальная температура	минус 50° С
Экстремальная максимальная температура	плюс 28° С
Средняя скорость ветра	6,4 м/с
Экстремальная скорость ветра	25 м/с
Появление первого льда, среднее	18 октября
Разрушение припая, среднее	4 июля
Средняя продолжительность безледового периода	70 суток
Средняя толщина льда	140 см в мае; припай
Максимальная толщина льда	200 см в мае; припай
Средняя температура воды в летний период	6° С
Средняя скорость разрушения берега	1,4 м в год
Размыв дна	Возможен

3 месяца – со второй половины июля по начало октября. Основные гидрометеорологические параметры представлены в таблице 6.3.

На сухонутной части Крузенштернского участка пробурено 28 поисково-оценочных и разведочных скважин. Морская часть месторождения изучена одной наклонно-направленной скважиной, пробуренной с берега. Глубина по стволу скважины составляет около 5000 м.

По результатам выполненных геологоразведочных работ на месторождении в сеноман-апских и готеривских отложениях выявлено и поставлено на государственный баланс полезных ископаемых РФ семь газовых (пласты ПК₁, ПК₉, ПК₁₀, ХМ₂, ТП₁, ТП_{4,5}, ТП₁₀) и четыре газоконденсатных залежи (пласты ТП₉, ТП₁₃, ТП₁₄, БЯ₂). Залежи пластово-сводового и массивного типов, залегающие на глубинах от 665 до 2931 м. Запасы месторождения Крузенштернского составляют около 1,6 трлн м³ газа.

Харасавэйское месторождение было изучено 63 поисково-разведочными скважинами, при бурении которых были выявлены крупные залежи – газовая в сеноманских отложениях (пласт ПК1) и газоконденсатная в верхах таношчинской свиты (пласты ТП1-5). Промышленные залежи углеводородов находятся в меловых и юрских отложениях. Территория Харасавэйского поднятия изучена сейсморазведочными работами 3D, которые в пределах акваториальной части составили 247,8 км².

В 2011 году в акватории была пробурена разведочная скважина 1-Харасавэй-море. Разведанность месторождения составила 70%, акваториальной части – 27%.

Освоение месторождений Крузенштернское и Харасавэйское с учетом их расположения и природно-климатических условий является сложной технической задачей.

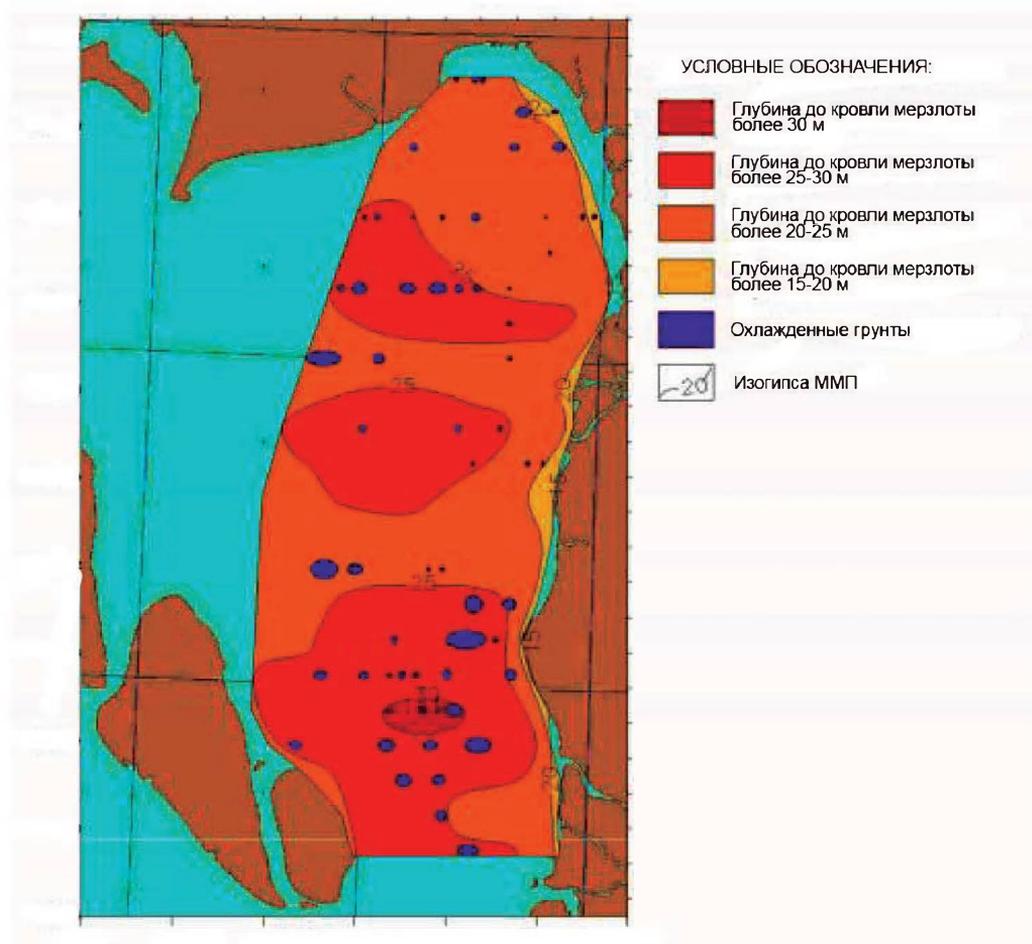


Рис. 6.43 – Карта геокриологического районирования месторождения Крузенштернское

Основные сложности: суровый арктический климат, навигационный период составляет 2–3 месяца, малые глубины моря. Инженерно-геологические условия на предельно мелководном приамальском шельфе оказывают определяющее воздействие на выбор и эксплуатацию технических средств для проведения поисково-разведочного бурения и обустройства газовых месторождений. Для арктического шельфа характерны следующие инженерно-геологические процессы и явления, которые могут существенно затруднить проведение работ: многолетнемерзлые породы, слабые грунты в верхней и средней части геологического разреза, высокая интенсивность осадконакопления и скорость движения придонных наносов (рис. 6.43).

Анализ мирового опыта освоения месторождений углеводородов в аналогичных природно-климатических условиях показал, что возможны следующие основные варианты освоения месторождения Крузенштернское: ледовый искусственный остров, ледостойкий грунтовый искусственный остров, освоение путем бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин с берега.

Бурение с берега со значительным отходом скважин более 5 км на глубину залегания сеноманской залежи (666–798 м), где сосредоточено более 70 % запасов газа, технически трудно реализуемо (размыв берега, сползание конструкций в море), и такой способ освоения дает возможность разработки лишь ограниченной части прибрежной полосы залежи.

Для круглогодичного ведения работ, как показали наши исследования [15] и мировой опыт, предпочтительно применять ледостойкие грунтовые искусственные острова. Их устойчивость и прочность зависят от инженерно-геологических условий верхней части разреза и несущей способности пород. Характеристики последних определяют при проведении комплексных инженерных изысканий.

В границах акваториального продолжения площади Крузенштернского месторождения компанией «АМИГЭ» выполнены комплексные инженерно-геологические изыскания (рис. 6.44).

Работы включали в себя региональные инженерно-геологические изыскания в заливе Шарпов Шар Карского моря и исследования на площадках размером в плане 3 x 3 км под бурение поисково-разведочных скважин. В центре площадок выделены участки детализации размером 1 x 1 км.

В рамках региональных работ году было выполнено:

- инженерно-геологическое бурение – 9 скважин;
- сейсмоакустическое профилирование;
- эхолотирование;
- электроразведка в различных модификациях;
- отбор ковшовых проб донных грунтов.

Полученные данные позволили охарактеризовать инженерно-геологические условия площади Крузенштернского лицензионного участка.

По результатам изысканий было установлено, что в строении отложений выделено 8 грунтовых разновидностей. Залегание слоев лизовидное, мощность резко изменяется, наблюдается значительное изменение показателей свойств грунтов в плане и по глубине.

Верхняя часть осадочного разреза представлена четвертичными отложениями. По данным инженерно-геологических изысканий и геолого-съемочных работ, мощность четвертичных отложений на западном побережье Ямала превышает 100 м.

В составе четвертичных отложений преобладают глинистые образования (глины и суглинки). Их доля в объеме всей четвертичной толщи составляет около 80-90%. Пески имеют подчиненное значение. Глинистые отложения имеют ги-

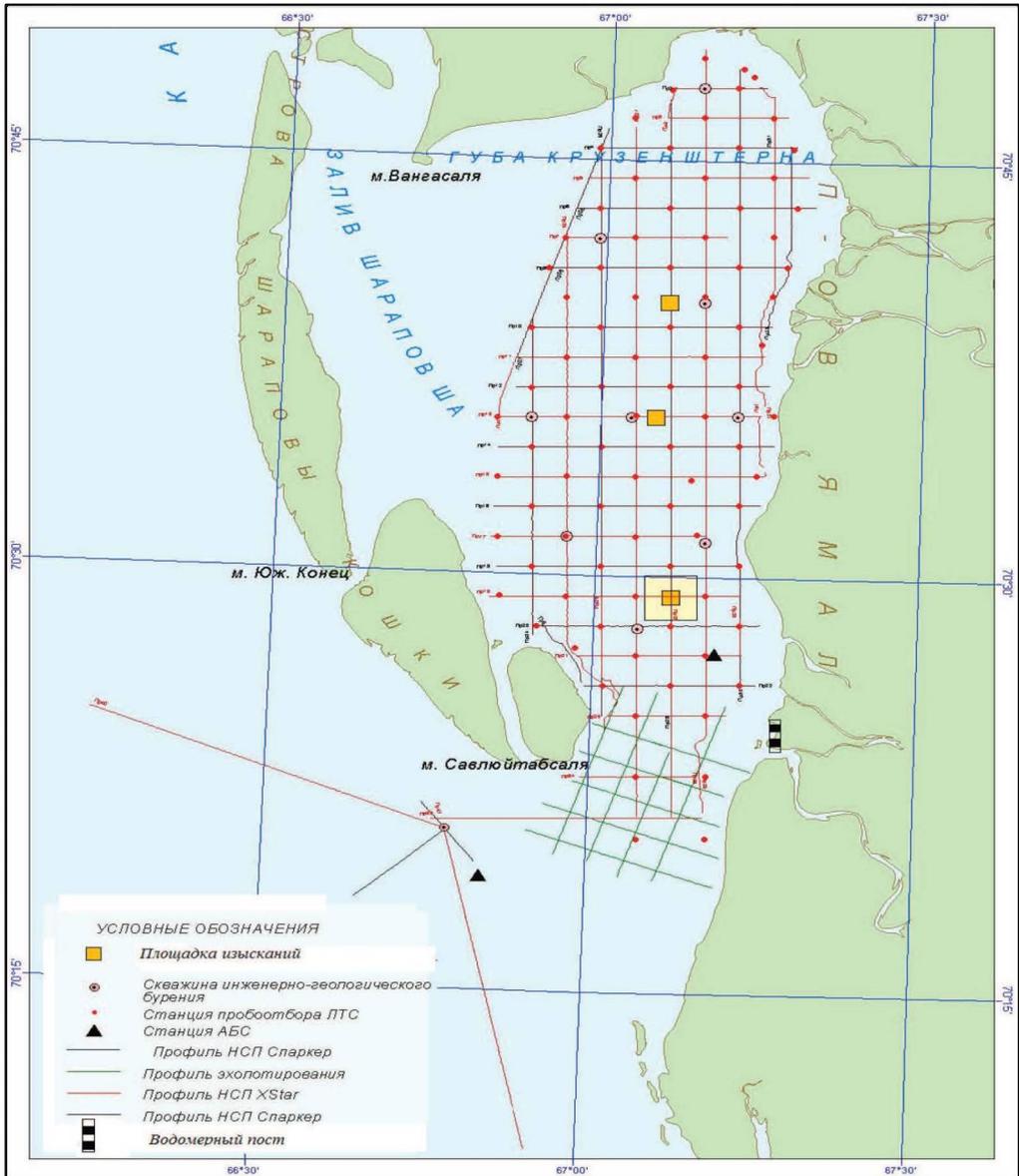


Рис. 6.44 – Схема инженерно-геологической изученности Крузенштернского участка

дрюслидисто-монтмориллонитовый состав (с примесью каолинита и хлорита). Пески характеризуются кварц-полевошпатовым составом.

Сейсмоакустическое профилирование строения осадочного разреза на глубину до 200 м позволило получить временные разрезы, которые показали прак-

тически повсеместное наличие в осадках верхней части разреза свободного газа (рис. 6.45).

Газонасыщенность осадков верхней части разреза парагенетически связана с процессами деградации реликтовой мерзлой толщи. Выделяющийся при таянии мерзлых пород газ перераспределяется в осадочном разрезе – в зависимости от проницаемости и коллекторских свойств отложений. В верхней части осадочной толщи пески играют роль коллекторов, а вышележащие глины выступают как покрышки. В песках газонасыщение носит сплошной характер [28].

В вышележащих глинистых отложениях газонасыщение имеет спорадический характер. На отдельных участках, где свободный газ в осадках практически отсутствует, имеют место «акустические окна», в которых слоистая структура глинистых толщ прослеживается на большую глубину.

Ниже границы «β» залегает толща «акустически прозрачных» песчаных отложений. Отсутствие акустической информации в песчаной толще связано с газонасыщением осадков. По данным сейсмоакустики, кровля многолетнемерзлых пород находится на глубинах от 50 до 200 метров от поверхности дна.

Геокриологические условия

Характерная картина, наблюдаемая на временных разрезах сейсмоакустического профилирования, показывает, что район Крузенштернского участка расположен в границах зоны деградирующей субаквальной криолитозоны. Географически эта

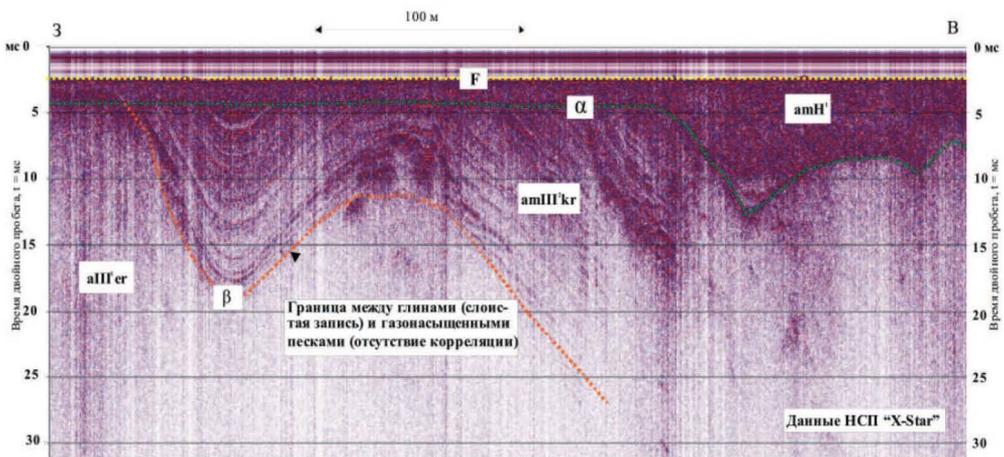


Рис. 6.45 – Сейсмоакустические комплексы на временном разрезе через площадку 1: «α» – граница кровли газонасыщенного интервала; граница «β» коррелируется с подошвой глинистых грунтов



Рис. 6.46 – Посткриогенные оскольчато-комковатые структуры в керне.
Детальная площадка 1, скважина 3, интервал 13.0–13.2 м

зона охватывает мелководную область шельфа Карского моря, примыкающую к западному побережью Ямала (западноуральское мелководье).

Субаквальная криолитозона западноуральского мелководья сформировалась в течение последней сартанской регрессии, когда современная акватория осушалась и грунтовая толща подвергалась воздействию низких температур в условиях сурового арктического климата. Затем, в ходе трансгрессии современного морского бассейна, сформированная при регрессии многолетнемерзлая толща была в значительной степени растеплена. Признаки деградации мерзлоты в виде посткриогенных структур наблюдаются в кернах всех скважин, пробуренных на площадках и площади Круженштернского участка (рис. 6.46). После того, как уровень моря стабилизировался, таяние замедлилось, хотя и продолжается в том числе и в настоящее время. В пределах западноуральской криолитозоны распространение многолетнемерзлых пород носит островной характер [6].

Проведенное инженерно-геологическое бурение показало, что в границах 1 x 1 км детальных площадок 1 и 2 в интервале от поверхности дна до глубины 40м многолетнемерзлые льдистые грунты отсутствуют.

Приповерхностные интервалы аномально высоких пластовых давлений (АВПД)

Приповерхностные интервалы с наличием АВПД нередко вскрывались при инженерно-геологическом бурении на полуострове Ямал – что сопровождалось выбросами газоводяной смеси и открытым фонтанированием скважин в районах ряда месторождений, а также на трассе перехода трубопровода через Байдарацкую губу и при изысканиях в Обской и Тазовской губах. Наличие интервалов АВПД в верхней части осадочного разреза связано с многолетне-мерзлыми породами.

На площадях Харасавэйского и Бованенковского месторождений на полуострове Ямал при бурении поисково-разведочных скважин на нефть и газ в верхней части осадочного разреза (на глубинах менее 200 м) неоднократно отмечались интервалы аномально высокого пластового давления (АВПД).

При инженерно-геологическом бурении на детальных площадках 1 и 2 Крузенштернского участка выбросов и газопроявлений в диапазоне глубин от поверхности дна до 40 м не наблюдалось. Однако исключать возможность подобных явлений на больших глубинах не следует.

Рельеф дна

Глубина моря на большей части площади данного месторождения – менее 3 м. Лишь в крайней южной части площади глубины моря превышают 3 м.

Рельеф дна в пределах площади месторождения, в основном ровный пологий, однако напротив устьев впадающих рек наблюдаются впадины (промоины), где глубины моря могут увеличиваться до 10 и более метров.

На площади изысканий в тестовом режиме было выполнено несколько коротких профилей методом гидролокации бокового обзора (ГЛБО) в центральной части площадки 2. Полученные данные выявили на дне многочисленные линейные формы, которые относятся к так называемым «бороздам ледового вышахивания». Обычно в арктических условиях на столь малых глубинах такие борозды практически не выявлялись. Считалось, что в закрытых мелководных заливах ледовый покров малоподвижен, так как может смерзаться с дном и часто растаивает на месте. Тем не менее, в центре площадки выявлены широкие (до 40 м) и узкие (3–5 м) борозды протяженностью более 200 метров. Направление борозд – преимущественно субмеридиональное (рис. 6.47).

По данным магнитометрии, вся площадь изысканий характеризуется относительно умеренным магнитным полем, представленным низкоамплитудными аномалиями, хаотически расположенными в области исследований, и небольшим увеличением их интенсивности на отдельных участках, скорее всего, связанным с магнитными свойствами верхних слоёв осадков.

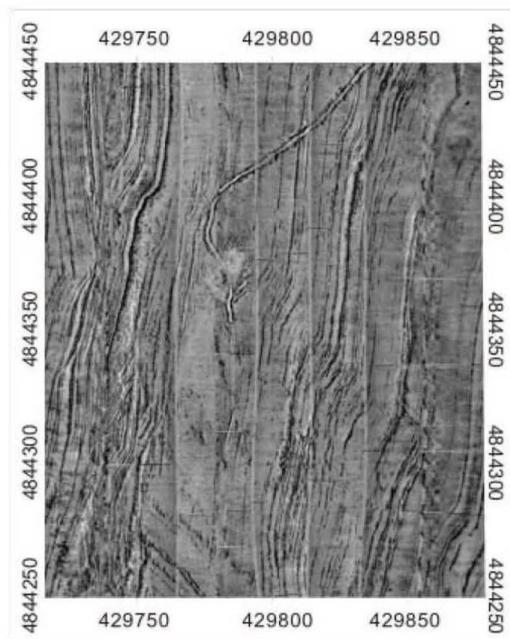


Рис. 6.47 – Борозды ледового выпахивания по данным ГЛБО.
Центральная часть площадки 2

Физико-механические свойства грунтов

В составе четвертичной толщи Крузенштернского лицензионного участка выделяются следующие стратиграфические подразделения (таблица 6.4):

- нижне-среднеоплейстоценовая ямальская серия (mI-IIум);
- верхнеоплейстоценовая казанцевская свита (mIIIкz);
- верхнеоплейстоценовый зырянский надгоризонт (a-amIII2-3зг), объединяющий ермаковский аллювиальный (aIII2ег) и каргинский аллювиально-морской (amIII3кр) горизонты;
- верхнеоплейстоценовый сартанский горизонт (аллювиальные отложения) (aIII4sr);
- нижнеголоценовые аллювиально-морские осадки (amH1);
- верхнеголоценовые морские осадки (mH2);
- современные морские осадки (mH3).

Физико-механические свойства грунтов по данным лабораторных исследований керна, характеризуются следующими особенностями. В разрезе площадки 1 выделено 10 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Грунты инженерно-геологических элементов 1, 2 и следует рассматривать как слабые (пачка слабых

Таблица 6.4 – Схема стратиграфического и сеймостратиграфического расчленения грунтовой толщи

система	отдел	эпоха	надгоризонт	горизонт	индекс	отражающая граница	характер отражающей границы	литология, условия осадконакопления	№ ИГЭ
ЧЕТВЕРТИЧНАЯ	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН	ВЕРХНЕЕ	ЗЫРЯНСКИЙ	СОВРЕМЕННЫЙ	mH ³	F	Морское дно, угловое несогласие	Тонкий глинисто-суглинистый наилок или песчаный налет мощностью менее 20 см	-
				ВЕРХНИЙ	mH ²	α2	согласная	Глины и суглинки текучей консистенции неслоистые землистой структуры, с примазками и гнездами, насыщенными гидротроилитом, с присыпками и линзами песка	-
				НИЖНИЙ	amH ¹	α1		Глины и суглинки текучей-текучепластичной консистенции тонкослоистые, реже илы с прослоями, насыщенными гидротроилитом, с присыпками, линзами и прослоями песка	1, 2
	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН	ВЕРХНЕЕ	ЗЫРЯНСКИЙ	САРТАНСКИЙ	aIII ³ sr	α2	Эрозионное несогласие	Перерыв, аллювиальные, озерно-аллювиальные пески с прослоями и линзами торфа, реже супеси	-
				КАРГИНСКИЙ	amIII ³ kr	α	Эрозионное несогласие с элементами углового	Суглинки и глины темно-серые до черных с характерной слоистой текстурой, с линзами, прослоями и гнездами, насыщенными гидротроилитом, с прослоями и присыпками песка и редкими включениями гравия и щебня. В кровле переуплотнены. Система эстуариев, аллювиально-морские условия	3, 3а, 4, 5
				ЕРМАКОВСКИЙ	aIII ³ er	β	Не установлен	Пески серые пылеватые водонасыщенные с мощными (до 10 м и более) пропластками супесей. Пески и супеси содержат прослойки и линзы, насыщенные гидротроилитом, прослойки торфа, редкий гравий и щебень. Речная долина, аллювиальные	6, 6а
				КАЗАНЦЕВСКИЙ	m _{gm} III ¹ kz		Не установлен	Суглинки и глины тонкослоистые. Толща характеризуется чередованием через 1–3 м интервалов относительно грубого суглинистого и более тонкого глинистого состава. Кровля залегает на глубинах от 6 до 40 и более метров. Морской бассейн	7, 7а

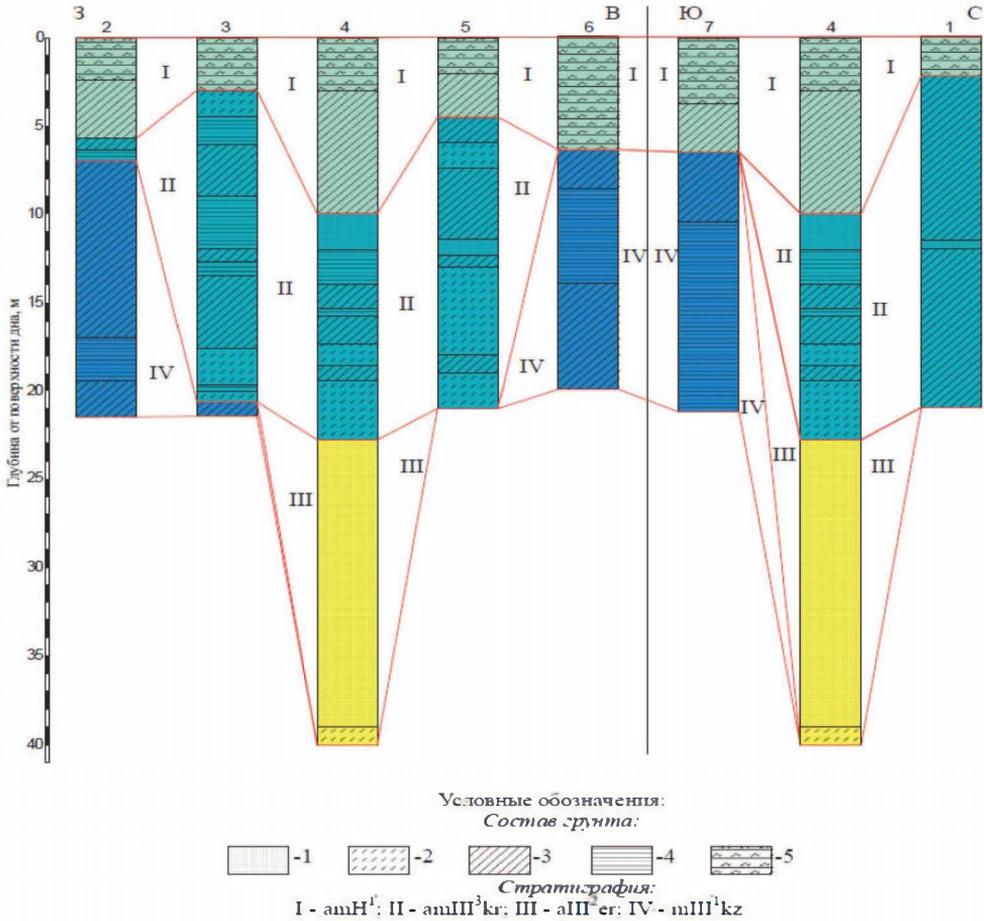


Рис. 6.48 – Корреляция инженерно-геологических скважин на площадке 1:
1 – пески, 2 – супеси, 3 – суглинки, 4 – глины, 5 – глинистые илы

глинистых грунтов). В качестве относительно надежных могут рассматриваться грунты инженерно-геологического элемента 3 (3а), 4, 5, 6 и 7 (7а) (рис. 6.48).

На глубине более 40 метров от поверхности дна ИГЭ-7 и 7а могут находиться в мерзлом состоянии.

В разрезе детальной площадки 2 выделено 5 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Грунты инженерно-геологических элементов 1, 2 следует рассматривать как слабые (пачка слабых глинистых грунтов). В качестве надежного основания может рассматриваться грунт инженерно-геологического элемента 5.

В верхней части разреза донных отложений выделено 2 наиболее слабых ИГЭ, близких по своему составу и физико-механическим свойствам. Отложения данно-

го комплекса распространены повсеместно в пределах площадки и имеют довольно выдержанную мощность — по данным бурения, от 5.8 м до 7.1 м.

Полученные данные о рельефе дна, глубине моря, характеристике инженерно-геологических, гидрометеорологических и ледовых условий на детальных площадках необходимы для выбора способов и технических средств для проведения поисково-разведочного бурения а также позволят произвести необходимые расчеты для постановки буровой установки на площадку.

В результате анализа данных инженерно-геологических изысканий в заливе Шаратов Шар Карского моря в границах акваториального продолжения площади Крузенштернского месторождения установлено следующее.

Изыскания (инженерно-геологическое бурение, сейсмоакустическое профилирование, эхолотирование, электроразведка в различных модификациях, отбор ковшовых проб донных грунтов) выполнялись на двух площадках размером в плане 3 x 3 км. В центре площадок выделен участок детализации размером 1x1км.

В строении верхних 30 м отложений принимают участие более 3 слоев, залегание слоев линзовидное, мощность резко изменяется. Наблюдается значительное изменение показателей свойств грунтов в плане и по глубине.

Рельеф дна на детальных площадках 1 и 2 — ровный. В составе изученного разреза на площадках развиты четвертичные отложения. В разрезе площадки 1 выделено 10 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Грунты элементов 1, 2 и следует рассматривать как слабые (пачка слабых глинистых грунтов). В качестве относительно прочных могут рассматриваться грунты инженерно-геологического элемента 3 (3а), 4, 5, 6 и 7(7а).

В разрезе детальной площадки 2 выделено 5 инженерно-геологических элементов. Грунты элементов 1, 2 следует рассматривать как слабые (пачка слабых глинистых грунтов). В качестве надежного основания может рассматриваться грунт инженерно-геологического элемента 5.

Многолетнемерзлые породы в разрезе центральной части площадок до глубины 40 м по бурению не обнаружены, однако, по данным сейсмоакустического профилирования, кровля ММП в разрезе отмечается на глубинах от 50 до 200 метров от поверхности дна. Присутствие в разрезе ММП может создавать условия для концентрации газа с образованием интервалов аномально высокого пластового давления (АВПД). Наиболее опасными, с этой точки зрения, являются интервалы, приуроченные к подошве ММП.

Инженерные изыскания, выполненные на акватории залива Шаратов Шар, показали сложное и неоднородное строение инженерно-геологических элементов. Надежные опорные пласты в изученной акватории по площади залегают на разных глубинах, характеризуются различными свойствами, и в силу этого следует продолжить изыскания и детализировать разрез четвертичных отложений. Предстоящее освоение морской части уникального газоконденсатного Крузенштернского месторождения в ближайшей перспективе требует не только масштабных инженерно-геологических, но и гидрометеорологических и экологических исследований.

ГЛАВА 7. Экологическое обеспечение поисково-разведочных работ

Освоение ресурсов арктического шельфа ведет к соответствующему обязательству по защите окружающей среды и ее сохранению. Осуществление крупных технических решений на шельфе должно базироваться на научно обоснованной концепции единого природохозяйственного комплекса.

Комплекс технических средств, необходимых для обеспечения должного уровня защиты морской среды, должен соответствовать мировому опыту проведения морских поисково-разведочных работ с учетом региональных особенностей гидрометеорологического режима.

Система управления охраной окружающей среды действует на всех этапах реализации проектов – от стадии проектирования до стадии производства работ. Проведению работ предшествует экологическое картирование района работ, выявление экологически особо чувствительных зон и оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС). ОВОС выполняется для каждого отдельного вида работ для конкретного участка с учетом технических решений, принятых в проектах.

Разработка материалов ОВОС является обязательной и требуемой законодательством Российской Федерации процедурой – и выполняется для всесторонней оценки и анализа ожидаемого воздействия намечаемой деятельности на физические, биологические и социально-экономические компоненты окружающей среды, как в штатном режиме работ, так и в случае возникновения потенциальных аварийных ситуаций.

Мониторинг состояния окружающей среды проводится как в зимний, так и в летний период до выполнения поисково-разведочных работ, в ходе и после их выполнения. По результатам экомониторинга более полно изучается состояние донных отложений и водной среды. Совершенствуется методика изучения состояния гидробионтов. Разведка запасов углеводородного сырья сопряжена с неизбежным, но слабым локальным и кратковременным воздействием на водную среду, донные отложения, атмосферный воздух и популяции гидробионтов.

При производстве геофизических работ основными видами воздействия на окружающую среду являются:

- выброс в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ);
- воздействие на водную среду;
- воздействие на окружающую среду физических факторов.

Основными загрязняющими веществами (ЗВ) в атмосферных выбросах являются продукты сгорания дизельного топлива (двигатели судов, компрессорных станций и т.д.) Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. С этой целью необходимо:

- использовать сорта горючего (дизельное топливо) для работы морского транспорта, удовлетворяющие требованиям соответствующих ГОСТов;
- снизить выбросы оксида азота двигателями судов при работе на малом режиме путем обеспечения регулировки топливной аппаратуры, позволяющей снизить угол опережения впрыска топлива;
- принять специальные меры по улучшению систем рециркуляции (охлаждение перепускаемой части газов и проч.), которые позволяют снизить выход оксида азота судовыми двигателями практически без увеличения расхода топлива;
- хранить топливо в закрытых емкостях, оборудованных клапанами и воздушниками;
- проводить контроль загрязнения атмосферного воздуха согласно плану-графику производственного контроля.

Основными факторами, оказывающими воздействие на морскую среду при проведении работ, являются:

- использование участка акватории водного объекта для движения судов;
- забор морской воды для охлаждения двигателей;
- сброс нормативно-чистых технических вод из систем охлаждения двигателей.

При выполнении запланированных нормативных мероприятий воздействие на водную среду при проведении геофизических работ является незначительным и не оказывает негативного воздействия на экологическое состояние акватории.

Основные физические факторы, оказывающие воздействие на окружающую среду при проведении работ

Акустическое воздействие. Основными источниками шумового воздействия в процессе сейсморазведки являются: работающие ПИ и связанные с ними компрессоры, а также механизмы основных и вспомогательных систем судов (двигатели, краны, система отопления, кондиционирования и вентиляции, подачи воды и т.д.).

Работа ПИ основана на быстром (несколько миллисекунд) высвобождении воздуха, находящегося в ПИ под высоким давлением (более 130 атмосфер). В результате возникает звуковая волна, которая, достигая морского дна, возбуждает колебания в толще горных пород. ПИ создают звуковые волны, распространяющиеся в водной среде. Незначительная часть энергии подводных звуковых импульсов проникает в воздух, создавая «выхлоп», который характерен для работы ПИ у поверхности раздела. Звуко-

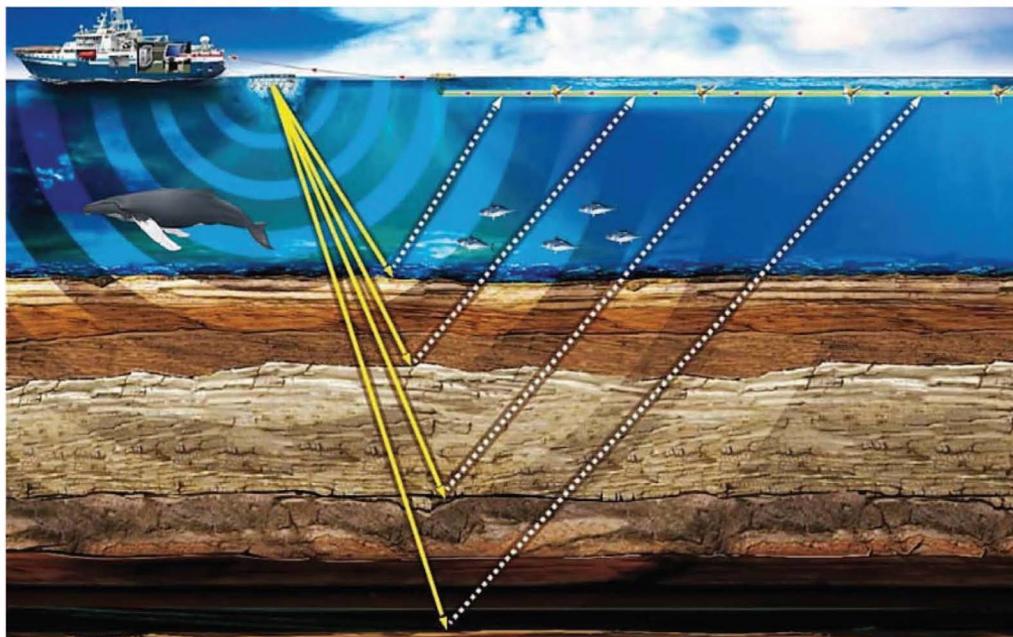


Рис. 7.1 – Акустическое воздействие на морскую биоту при проведении геофизических работ

вые волны, распространяющиеся вниз, достигают дна моря, после чего происходит их отражение и затухание (рис. 7.1). По экспертным оценкам, шумовое воздействие над поверхностью воды, оказываемое работающими ПИ, является незначительным и не оказывает существенного отрицательного влияния на окружающую среду. Подводный шум ПИ имеет более высокий спектральный уровень, чем у большинства морских судов, шум от которых выше, чем от ПИ. Уровень сейсмосигналов в морской среде примерно такой же, как при движении судов, особенно супертанкеров.

Судовой шум связан с работой гребных винтов, двигателей и другого бортового оборудования, в том числе лебедок, генераторов, насосов и гидроакустической аппаратуры. Для уменьшения уровня шума в процессе сейсморазведки применяются организационные меры, направленные на регулирование во времени эксплуатации источников шума:

- временное выключение неиспользуемого оборудования;
- оптимальная компоновка ПИ в группе, обеспечивающая распространение максимальной части энергии.

На судах установлено сертифицированное оборудование, технические характеристики которого обеспечивают соблюдение нормируемых уровней звукового давления (рис. 7.1).

Электромагнитные излучения. Источниками электромагнитных полей, создаваемых техническими средствами флота, могут служить силовые агрегаты и уста-

новки, эксплуатируемые на судах, а также радиопередающие устройства. Наилучшим элементом защиты от электромагнитного поля, создаваемого силовыми установками, является сам корпус судна. При правильном (в соответствии с действующими требованиями) выборе места расположения источников электромагнитного излучения, направления излучения и излучаемой мощности специальные меры по снижению воздействия электромагнитного излучения не требуются.

Вибрационное воздействие. Основными источниками вибрации на стадии сейсморазведки является следующее технологическое оборудование: компрессоры, дизельные двигатели, краны, насосы. Воздействие источников общей вибрации на персонал судна будет носить локальный характер. При сейсморазведочных работах создаваемая источниками общая вибрация, по сравнению с шумом, распространяется на значительно меньшие расстояния и носит локальный характер, поскольку подвержена быстрому затуханию. В целом воздействие источников вибрации на окружающую среду является крайне незначительным (рис. 7.2).



Рис. 7.2 – Морфологические повреждения в различных группах планктона при работе сейсмоисточников: а) повреждение метастомиума и параподий полихет; б) отрыв конечных члеников (переопод) у личинок десятиногих раков; в) повреждение раковины и мягких тканей у двустворчатых моллюсков; г) повреждения глаз у личинок корюшковых

Световое воздействие. Световые источники будут оказывать воздействие в темное время суток. К ним относятся: прожекторы общего освещения и лампы локального освещения рабочих мест. Свет прожекторов может привлечь мигрирующих птиц, в результате чего возможно столкновение с судовыми конструкциями единичных особей. Мероприятия по ограничению уровня светового воздействия позволят свести к минимуму физическую гибель птиц. Планируются следующие меры снижения светового воздействия:

- правильное ориентирование световых приборов общего, дежурного, аварийного, охранного и прочего освещения. Недопущение горизонтальной направленности лучей прожекторов;
- использование осветительных приборов с ограничивающими свет кожухами;
- отключение неиспользуемой осветительной аппаратуры;
- установка непрозрачных светомаскирующих экранов на путях нежелательного распространения света.

При условии выполнения защитных мер световое воздействие на природную среду ожидается незначительным.

Принятые технологии геофизических работ и предусмотренные природоохранные мероприятия обеспечивают при их точном исполнении достаточную безопасность сейсморазведочных работ для окружающей среды.

На стадии инженерно-геологических изысканий изучаются физико-механические свойства грунта, разрабатывается математическая модель — и выполняется комплексный экологический мониторинг процесса переноса осадков с целью определения значимости воздействия на биоту (рис. 7.3).

Наиболее уязвимым в экологическом плане является поисково-разведочное бурение — и при его выполнении ключевым аспектом является обеспечение экологически безопасного ведения работ.

Проведению поисково-разведочного бурения сопутствуют следующие виды воздействий на окружающую среду:

- акустическое;
- термическое;
- электромагнитное;
- изъятие и переселение грунта;
- загрязнение воздуха выхлопными газами энергетических установок — и продуктами сжигания углеводородов в факеле;
- временное изъятие воды для технических нужд;
- химическое загрязнение водами, прошедшими очистку.

Экологический мониторинг показал следующее.

Влияние акустических полей на морских млекопитающих, ихтио-и орнитофауну носит локальный и кратковременный характер и не вызывает изменения в их поведении.

Изменение температурного режима вод не превышает $0,3-0,5^{\circ}\text{C}$, что на порядок ниже предельно допустимых значений.

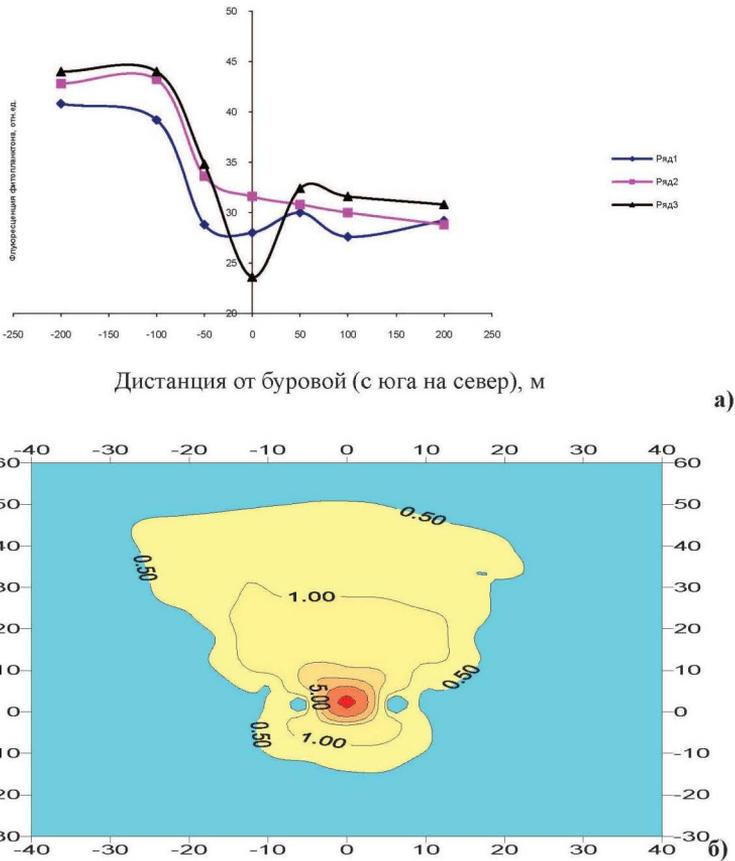


Рис. 7.3 – Исследование воздействия на планктон и бентос замутнения воды и переотложения донных осадков:

а – распределение фитопланктона на расстоянии 250 м от буровой по направлению с юга на север (в направлении преобладающего течения): 1 – относительное содержание микроводорослей в поверхностном слое; 2 – то же в среднем слое; 3 – то же в придонном слое воды; *б* – мощность слоя (мм) переотложенных выбуренных осадков, по осям диаграммы – расстояние от СПБУ (м);

Изъятие переотложенного выбуренного грунта, происходящее в объеме, не превышающем 50 м³, оказывает локальное воздействие, наблюдаемое не далее 150 м от буровых установок в сторону преобладающего направления течения или ветра, даже при неблагоприятных метеословиях.

Суммарный расчетный выброс в атмосферу в зависимости от глубины скважины может колебаться в пределах 49-95 тонн за период бурения. Более 80% от общей массы выбросов составляют угарный газ и окислы азота. При этом на долю

соединений II и III классов опасности приходится 24 и 27 % массы выбросов, а около половины массы выбросов характеризуется малой токсичностью и относится к IV классу опасности. Как показал расчет рассеивания загрязняющих веществ, такая масса загрязнителей с учетом их опасности не может существенно повлиять на состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ.

Воздействие, связанное с замутнением воды и пересотложением выбуренного грунта на первом этапе бурения скважины, экологически незначительно, так как носит локальный и кратковременный характер (несколько часов).

Около 99,8 % воды, используемой при бурении, забирается из водного объекта. Вода расходуется на приготовление всех видов буровых растворов, на охлаждение дизелей и вспомогательных механизмов, на хозяйственно-бытовые нужды, на бурение под направление, балластирование и др. Балластирование и охлаждение энергетических установок, хоть и являются наиболее водоемкими операциями, однако не влекут изменения химического состава вод. Химическому загрязнению подвергается лишь около 0,4% от общего объема вод, при этом около половины загрязненных вод транспортируется в составе растворов в порт для дальнейшей утилизации, а другая половина сбрасывается в водный объект после очистки на специальных установках. В зависимости от глубины скважины, предельно допустимый сброс (ПДС) загрязняющих веществ не превышает нормативных показателей. Сбрасываемые воды фактически не отличаются от природных по основным химическим и биологическим показателям. На протяжении всего периода работ в составе буровых и тампонажных жидкостей не применяются особо токсичные компоненты, а также химические вещества, не имеющие рыбохозяйственных ПДК.

Морские буровые установки (МБУ) укомплектованы двигателями внутреннего сгорания, отвечающие требованиям Международной морской организации (ИМО) и Правилам Регистра морского судоходства РФ по граничным значениям выхлопов угарных газов, чтобы их возможные максимальные концентрации с учетом неблагоприятных метеорологических условий не превышали ПДК в воздухе на уровне верхней палубы. Для буровых механизмов на МБУ предусмотрено использование электрического привода. Оборудование снабжается глушителями для уменьшения шума. Шумы и вибрация от всех видов судов не превышают предельно допустимых значений.

МБУ оснащены:

- рыбозащитными устройствами;
- герметической системой приема, хранения в специальных танках и выдачи к объектам потребления горюче-смазочных материалов и удаления отработанных масел;
- блоками приема, хранения и выдачи порошкообразных химических реагентов и утяжелителя по герметичной пневмотранспортной системе;
- закрытой циркуляционной системой промывочной жидкости с наличием

соответствующего трубопровода на палубе для вывоза излишней промышленной жидкости на берег судами обеспечения;

- системами сбора, очистки, оборотного и повторного использования буровых сточных вод и техническими средствами для сбора и вывоза шлама.

Для предотвращения загрязнения морской среды сбросами загрязняющих веществ осуществляются следующие мероприятия:

- продукция скважин, полученная при испытании, собирается в специальные емкости и сжигается на факеле, так же, как и попутный газ;
- технологические отходы бурения скважин собираются без обработки в контейнеры и транспортируются на береговую базу для утилизации и захоронения;
- система сброса из установок энергетического комплекса обеспечивает сбор масла и нефтесодержащих жидкостей в специальные емкости.

Таким образом, соблюдение нормативных экологических правил, а также результаты мониторинга уже проведенных поисково-разведочных работ показывают отсутствие отрицательного влияния на условия обитания гидробионтов и окружающую среду.

7.1. Мероприятия по охране окружающей среды

В соответствии с Федеральным законом от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» и на основании Приказа Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 29.09.2010 № 283 при планировании ГРП, выполняется оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС), определяется и согласовывается в ФАР величина компенсационных мероприятий, направленных на ликвидацию ущерба, нанесенного водным биоресурсам и среде их обитания.

В период подготовки и в процессе проведения работ осуществляются мероприятия по охране окружающей среды, а именно:

- согласование сроков и районов работ с природоохранными органами;
- подготовка буксируемых устройств к полевым работам, проверка их герметичности, выполнение необходимого ремонта;
- во время работ – периодический профилактический осмотр, контроль герметичности и своевременный ремонт буксируемых устройств, шлангов и кабель-тросов.

Мероприятия по охране окружающей среды, связанные с работой НИС, основываются на требованиях «Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов (МАРПОЛ-73/78)», в соответствии с которой суда оснащены специальным оборудованием:

- сепараторами льяльных вод;
- установками для обеззараживания сточных вод;
- инсинераторами для утилизации мусора, льяльных вод;

Таблица 7.1 – Производственный экологический мониторинг и контроль

Обязанности		Полномочия на судне
1	Контроль выполнения природоохранных мер	Проверка наличия сертификатов МАРПОЛ-73/78 и ведения журналов. Визуальный контроль соблюдения природоохранных мер.
2	Контроль расхода топлива	Анализ журнала нефтяных операций, машинного журнала, Регистрация потребления топлива маломерными судами.
3	Контроль водозабора и сбросов сточных вод	Анализ журнала операций со сточными водами, машинного журнала
4	Контроль обращения с отходами производства и потребления	Анализ журналов операций с мусором и документации по передаче отходов. Визуальный контроль сбора отхода.
5	Мониторинг гидрометеорологических условий	Контроль гидрометеорологических параметров (атмосферное давление, температура и влажность воздуха, скорость и направлением ветра; волнение моря).
6	Мониторинг состояния поверхности моря	Визуальный контроль поверхности воды. Контроль видимых проявлений загрязнения моря: пятна и пленки мутности; нефтяные пленки; мусор и т.д.
7	Мониторинг ихтиофауны	Визуальный контроль ихтиофауны (регистрация наличия косяков рыб в районе работ, фактов необычного поведения — и случаев гибели рыб).
8	Мониторинг морских млекопитающих	Визуальный контроль над морскими млекопитающими (наличие и идентификация морских млекопитающих, численность, особенности поведения, распределение).

- ёмкостями для сбора льяльных и сточных вод;
- контейнерами для сбора мусора и шлака.

Судно, используемое для проведения запроектированных работ, должно иметь действующие международные свидетельства о предотвращении загрязнения моря нефтью, сточными водами, о предотвращении загрязнения атмосферы, о соответствии оборудования и устройств судна требованиям конвенции МАРПОЛ-73/78 по предотвращению загрязнений с судов.

В ходе выполнения работ производится производственный экологический контроль и мониторинг (таблица 7.1).

Предотвращение загрязнения нефтью

Любой сброс нефти или нефтесодержащих вод в море с любого судна в арктических водах запрещен (Параграф 1.1.1 Части II-А Полярного кодекса).

Вышеупомянутое требование не применяется в случае:

- сброса в море нефти и нефтесодержащих вод в целях обеспечения безопасности судна или спасения человеческой жизни на море.

- сброса в море нефти или нефтесодержащих вод в результате повреждения судна или его оборудования (при условии, что были приняты все разумные меры для предотвращения или сведения к минимуму такого сброса).

Все операции с нефтесодержащими водами, такие как передача в портовые сооружения, фиксируются в журнале нефтяных операций.

На судах устанавливаются одобренные классификационным обществом сепараторы льяльных вод, которые позволяют сбрасывать в море очищенные льяльные воды в соответствии с вышеуказанными требованиями для особых районов.

Предотвращение загрязнения сточными водами

В таблице 7.2 приведены правила обращения со сточными водами.

Все сточные и фекальные воды будут в течение рейса собираться в специальные танки, а затем сбрасываться за борт после очистки в судовой установке по обеззараживанию сточных вод, либо передаваться в портовые сооружения для их дальнейшей очистки.

Все операции со сточными водами будут фиксироваться в журнале операций со сточными водами.

На судне установлена одобренная классификационным обществом установка по обеззараживанию сточных вод.

Предотвращение загрязнения мусором

Операции с мусором, такие как сбор, хранение, переработка мусора на судне, удаление и сдача мусора, должны осуществляться на судне в соответствии с «Судовым планом операций с мусором», разрабатываемым отдельно для каждого судна на основании требований Приложения V Конвенции МАРПОЛ-73/78 и утверждаемым классификационным обществом.

Таблица 7.2 – Правила обращения со сточными водами

Район моря	Условия сброса
В пределах 3 миль от берега, шельфового ледника или припая	Сброс запрещен. За исключением сброса после обработки на одобренных установках, удовлетворяющих требованиям правила 9.1.1 Приложения IV МАРПОЛ
Между 3 и 12 милями от берега, шельфового ледника или припая	Сброс запрещен, за исключением сброса после обработки: - на одобренных установках, удовлетворяющим требованиям правила 9.1.1 Приложения IV МАРПОЛ - на одобренных системах для дробления и дезинфекции сточных вод, удовлетворяющих правилу 9.1.2 Приложения IV МАРПОЛ
Более 12 миль от берега, шельфового ледника или припая	Сброс согласно вышеуказанным п.1 и 2, или если сточные воды не измельчены или дезинфицированы – сброс производится, когда судно движется со скоростью не менее 4 узлов и с одобренной администрацией скоростью сброса

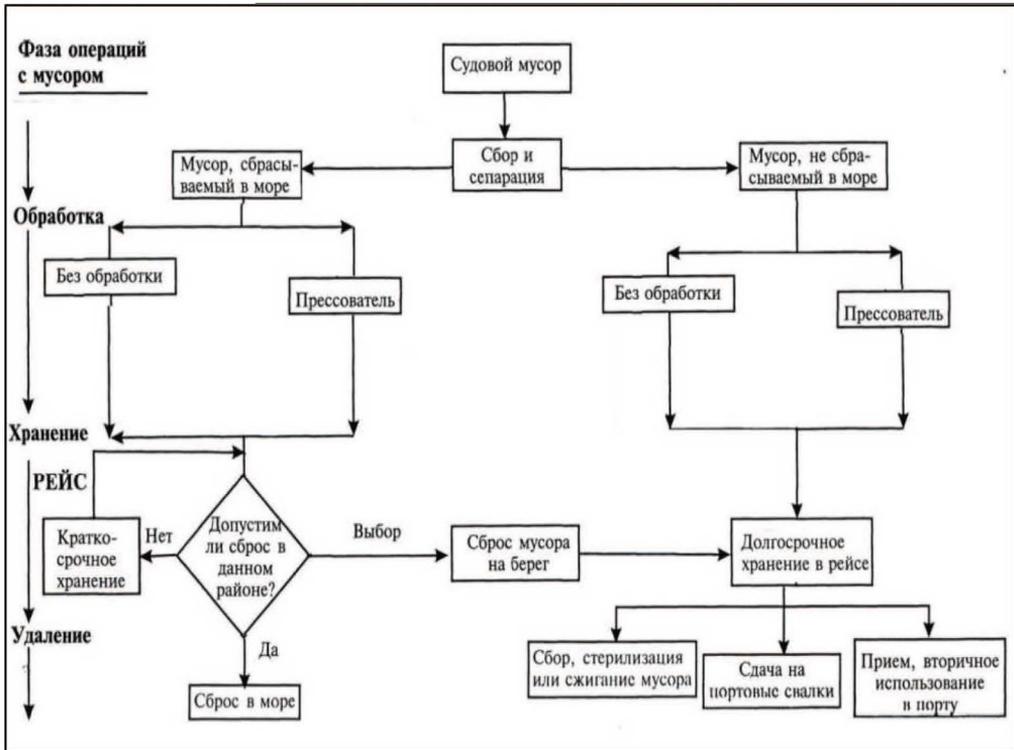


Рис. 7.4 – Варианты обработки и сброса судового мусора

Весь мусор будет в течение рейса собираться, сортироваться, храниться в контейнерах для мусора (отдельно для каждого вида отходов в соответствии с судовым планом управления мусором), а затем передаваться в портовые сооружения для их дальнейшей переработки, или будет сжигаться в судовом инсинераторе. Пищевые отходы могут сбрасываться в море. Варианты обработки судового мусора и правила обращения с ним представлены на рисунке 7.4 и в таблице 7.3.

Все операции с мусором, такие как сброс в море, сжигание в инсинераторе, передача в портовые сооружения, будут фиксироваться в судовом журнале операций с мусором.

На судне установлен одобренный классификационным обществом инсинератор, а также контейнеры для раздельного сбора и хранения мусора.

План чрезвычайных мер по борьбе с разливами нефти

Во время реализации программы сейсморазведочных исследований разливы нефти возможны в результате следующих аварийных ситуаций.

Таблица 7.3 – Правила обращения с мусором

Тип мусора	Все суда	
	Вне особых районов и арктических вод	** В особых районах и в арктических водах
Измельченные или размолотые пищевые отходы	3 мили от берега и более, в пути	12 миль от берега и более, в пути
Неизмельченные или неразмолотые пищевые отходы	12 миль от берега и более, в пути	Сброс запрещен
Остатки груза*, не содержащиеся в промывочной воде	12 миль от берега и более, в пути	Сброс запрещен
Остатки груза*, содержащиеся в промывочной воде	12 миль от берега и более, в пути	12 миль от берега и более, в пути (с учетом условий, указанных в правиле 6.1.2 и 5.2.1.5 части II-A Полярного кодекса)
Моющие препараты и добавки*, содержащиеся в промывочной воде грузовых трюмов	Сброс разрешен	12 миль от берега и более, в пути (с учетом условий, указанных в правиле 6.1.2 и 5.2.1.5 части II-A Полярного кодекса)
Моющие препараты и добавки*, содержащиеся в промывочной воде палуб и внешних поверхностей	Сброс разрешен	Сброс разрешен
Туши животных (должны быть разделены или обработаны иным образом для обеспечения немедленного их затопления)	Судно должно быть в пути или как можно дальше от ближайшего берега. Расстояние должно быть >100 миль, максимальная глубина воды	Сброс запрещен
Весь остальной мусор, включая пластмассу, синтетические канаты, орудия лова, пластмассовые мешки, для мусора, золу и шлак из инсинераторов, кулинарный жир, плавучие сепарационные и подстилочные, обшивочные и упаковочные материалы, бумагу, ветошь, стекло, металл, бутылки, черепки и подобные отходы	Сброс запрещен	Сброс запрещен
Если мусор смешан с другими вредными веществами, удаление и сброс которых подпадает под другие требования, то применяются более строгие требования по удалению.		
* Эти вещества не должны быть опасными для морской среды		
*** Арктические воды определены Правилom 1.3 Главы XIV Конвенции СОЛАС-74		
Вышеупомянутые требования не применяются в случаях: - сброса мусора с судна в целях обеспечения безопасности судна или спасения человеческой жизни на море; - аварийной потери мусора в результате повреждения судна или его оборудования (при условии, что были приняты все разумные меры для предотвращения или сведения к минимуму такой аварийной потери).		

Общие происшествия (обычные для любого типа судов):

- столкновения судов;
- пожар и/или взрыв на борту;
- затопление судна;
- посадка судна на мель.

Происшествия во время бункеровки:

- разрыв шланга во время бункеровки;
- переполнение емкости во время бункеровки.

Таблица 7.4 – Последовательность действий при утечке нефти в судовых трубопроводах в машинном отделении

Действия, которые должны быть совершены	Ответственный
- закрыть клапаны, расположенные вблизи повреждений;	Вахтенный механик
- остановить насос, подающий топливо/масло в поврежденный трубопровод; При принятии решения закрытии клапана и остановке насоса следует принять во внимание, что предпринимаемые действия не приведут к прекращению подачи масла к механизмам, важным для работы всего судна.	Вахтенный механик
- запустить пожарный насос, подготовить противопожарную систему и принять все необходимые меры для предотвращения возгорания разлитого масла;	Вахтенный механик Электромеханик
- приступить к устранению последствий поломки.	Старший механик

Сообщение о происшествии, вызывающем загрязнение нефтью, должно быть отослано по указанию капитана в административные органы без задержки. Будучи вовлеченным в происшествие, которое может вызвать возможное загрязнение, судно должно устанавливать связь с близлежащей страной, портом или организациями, имеющими отношение к судну.

Обнаружив утечку нефти в судовых трубопроводах в машинном отделении, необходимо совершить действия, представленные в таблице 7.4.

Обнаружив утечку нефти в трубопроводах во время бункеровочных операций, необходимо совершить действия, представленные в таблице 7.5.

Обнаружив утечку нефти из корпуса судна, необходимо совершить представленные в таблице 7.6.

Мероприятия по снижению воздействия на морских млекопитающих и орнитофауну

Приоритетными группами для реализации мероприятий по охране флоры и фауны следует считать (по мере убывания приоритета):

- (а) морских млекопитающих;
- (б) промысловых рыб;
- (в) морских птиц;

Воздействие на флору в ходе проведения комплексных геофизических работ является минимальным и специальные мероприятия для ее охраны не предусматриваются.

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.

Таблица 7.5 – Последовательность действий при утечке нефти в трубопроводах во время бункеровочных операций

Действия, которые должны быть совершены	Ответственный
- поднять тревогу, указав ее тип и место разлива масла;	Вахтенный механик
- прекратить бункеровку;	3 механик
- запустить пожарный насос и подготовить противопожарную систему к ее использованию;	Вахтенный механик
- организовать сбор разлитого масла на палубе и принять все необходимые меры против попадания масла за борт;	Вахтенный механик
- понаблюдать за поверхностью моря, обнаружив пятна масла, попавшего за борт, сообщить береговым органам;	Вахтенный помощник Старший помощник
- при попадании масла за борт, избегать его распространения на большой площади, оградить масляное пятно синтетическим канатом, пользуясь при этом судовой шлюпкой, если позволяют погодные условия;	Вахтенный помощник Старший помощник
- при невозможности убрать разлив масла из воды силами экипажа – вызвать судно по сбору масла;	Вахтенный помощник Старший помощник
- оценить количество разлитого масла, попавшего за борт, и размеры масляного пятна;	3 механик Старший механик
- при возгорании масла действовать согласно расписанию по тревогам при пожаре;	
- сделать запись в журнал о персонале, количестве людей и средств, задействованных для устранения разлива масла в портовых водах, а также о количестве потраченного на это времени;	Вахтенный помощник Старший помощник
- внести записи в судовой журнал и в журнал нефтяных операций	Вахтенный помощник 3 механик

В связи с наличием важных гнездовых и путей миграций птиц вблизи района работ предусмотрены следующие мероприятия по охране орнитофауны:

- обеспечить нахождение на исследовательском судне на протяжении всего периода работ квалифицированного специалиста-биолога, проводящего идентификацию, количественный учет морских и околоводных птиц;

- ограничивать использование ярких источников света (прожекторов) с целью предотвращения гибели или повреждения птиц во время массовых миграций в результате столкновения;

- прекращать шумные забортные работы при обнаружении вблизи судна охраняемых видов птиц;

- при обнаружении крупного скопления птиц снизить скорость движения судна до 1 узла, чтобы дать птицам переместиться на безопасную дистанцию.

Для защиты морских млекопитающих от физического ущерба или чрезмерного беспокойства при сейсморазведке устанавливают «зоны безопасности», для соблюдения которых проводят мониторинг морских млекопитающих, сопровождающий подобные работы. Существует несколько регламентов проведения экологи-

Таблица 7.6 – Последовательность действий при утечке нефти из корпуса судна

Действия, которые должны быть совершены	Ответственный
- поднять тревогу, снизить скорость судна или остановиться согласно обстоятельствам; сделать запись о водоизмещении, осадке судна, угле крена и дифференте в момент обнаружения утечки;	Вахтенный помощник Капитан
- запустить пожарный насос;	Вахтенный механик
- подготовить к использованию топливо/маслоперекачивающий насос;	Вахтенный механик
- найти место протечки. При незначительных протечках место повреждения корпуса судна определяется визуально, т. к. оценка размеров путем замеров в этом случае неэффективна;	Старший помощник
- перекрыть трубопроводы, подключенные к поврежденной цистерне;	Вахтенный механик
- определить наличие и количество топлива/масла в цистернах;	Вахтенный механик
- подготовить и доложить капитану судна о типах крена и дифферента и выпрямлении судна, чтобы поврежденная часть судна была над водой и о способах слива топлива/масла из поврежденных цистерн;	Старший помощник
- частично или полностью слить топливо/масло из поврежденной цистерны;	3 механик
- устранить протечку в корпусе судна;	Старший помощник
- определить количество разлитого топлива/масла;	Старший помощник
- сделать записи в судовой журнал и журнал нефтяных операций.	Старший помощник 3 механик

ческого мониторинга, обеспечивающего охрану морских млекопитающих в ходе сейморазведки.

Согласно требованиям JNCC (*Joint Nature Conservation Committee*), все наблюдения должны проводиться с судна, ведущего сейморазведку, хотя допускается использование дополнительных точек наблюдения. Перед началом работ обязательной процедурой является обследование в течение 30 минут акватории в радиусе 500 м вокруг ПИ.

В случае, когда морские млекопитающие (ММ) обнаруживаются на акватории зоны безопасности (радиус 500 м), работа ПИ прекращается. После этого, а также после любого прекращения работы ПИ на срок более 10 минут, возобновление работы возможно не ранее, чем через 20 минут после покидания животными зоны безопасности.

Включение пневмосточников производится методом «мягкого старта». После любой остановки работы ПИ на срок до 10 минут наблюдатели должны обследовать акваторию в пределах 500-метрового радиуса. В случае обнаружения ММ начало работ возможно не ранее, чем через 20 минут после покидания ММ зоны безопасности.

При отсутствии ММ наблюдатели могут дать команду о продолжении работ. При этом запуск ПИ осуществляется также методом «мягкого старта». Если ММ обнаружены в пределах радиуса 500 м до начала сейсморобот, «мягкий старт»

должен быть отложен до их выхода из зоны. В качестве альтернативы судно может отойти от ММ на расстояние, превышающее 500 м. В обоих случаях включение ПИ методом мягкого старта возможно только через 20 мин после последнего обнаружения ММ в пределах 500-метровой зоны.

Продолжительность запуска работы ПИ методом «мягкого старта» должна быть не менее 20 минут (рекомендуемая продолжительность – более 40 минут). При возможности начало работ следует планировать на дневные часы.

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 дождаться, когда они выйдут за ее пределы. Работы могут быть возобновлены также в случае, если животные не появлялись 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;

- парашивание 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;

- в условиях плохой видимости «мягкий старт» применять не разрешено. 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.



Рис. 7.5 – Морские и сухопутные млекопитающие обитающие в арктических морях

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.

При проведении сейсморазведочных работ радиус безопасного расстояния от работающих ПИ до морских млекопитающих (рис. 7.5) должен быть:

2000 м – для усатых китообразных (серый кит, гренландский кит);

1000 м – для зубатых китообразных (белуха, нарвал), ластоногих (морж, морской заяц, кольчатая нерпа) и белого медведя.

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).

Радиус опасного воздействия на морских и околоводных птиц в настоящее время неизвестен. При обнаружении крупного скопления птиц скорость движения судна будет снижена до 1 узла, чтобы дать птицам переместиться на безопасную дистанцию.

7.2. Меры снижения воздействия

При обнаружении морских млекопитающих в пределах зоны безопасности (250 метров для ластоногих, 500 метров – для мелких китообразных и белого медведя, 1000 м – для крупных китообразных) в ходе наблюдений за акваторией перед на-

чалом работ, «мягкий старт» ПИ откладывается до отхода ММ или судна на расстояние, превышающее радиус зоны безопасности. Между последним замеченным появлением ММ в пределах зоны безопасности и включением «мягкого старта» должно пройти 20 минут, что позволяет убедиться в выходе животных из этой зоны.

В случае захода охраняемых видов ММ в пределы зоны, где возможно физическое повреждение животных (радиус 250 м от ПИ), дается незамедлительная команда на выключение ПИ. Работу сейсмических пушек возобновляют только после того, как животное выйдет за пределы установленной зоны безопасности. Животное считается покинувшим зону безопасности, если:

- оно визуально замечено за пределами зоны безопасности и продолжает движение в сторону удаления от ПИ;
- не наблюдалось в зоне безопасности в течение 20 минут.

Фауна морских млекопитающих района работ представлена 6 видами: тремя представителями отряда ластоногих (кольчатая перпа, морской заяц, атлантический морж), двумя представителями отряда китообразных (белуха, малый полосатик) и одним представителем отряда хищных (белый медведь).

Процедура последовательного включения («мягкий старт») используется каждый раз, когда сейсмические пушки начинают работу после периода простоя. Старший специалист сейсморазведки должен предупредить НММ за 30 мин до включения ПИ и непосредственно перед их включением. Получив от НММ информацию об отсутствии ММ в установленных зонах безопасности в течение последних 30 мин, старший специалист сейсморазведки может дать команду на включение ПИ. Последовательное включение начинается с одной пушки. Продолжительность «мягкого старта» составляет не менее 20 минут.

Последовательное включение не допускается, если полный радиус безопасности невозможно просмотреть в течение как минимум 30 мин до начала работы в дневное и ночное время суток. Это означает, что не разрешается последовательное включение пушек с выключенного состояния ночью – или при густом тумане, когда внешняя часть радиуса безопасности находится вне пределов видимости.

Исключением из правила являются случаи, когда одна пушка («mitigation gun») продолжала работать во время прерывания работ по сейсмической разведке или при смене липий сейсморазведки.

Последовательное увеличение мощности не допускается, когда морское млекопитающее замечено внутри зоны радиусом 250 м для ластоногих, 500 м – для мелких китообразных и белого медведя, 1000 м – для крупных китообразных.

Если морское млекопитающее обнаружено вблизи зоны 250 м и есть вероятность его захода в эту зону, а скорость и/или курс судна не могут быть изменены, то мощность пушек может быть снижена до момента попадания животного в зону повреждения.

Снижение мощности может также иметь место, когда судно движется от одной сейсмической линии к другой. Во время снижения мощности работает одна пуш-

ка. Работа одной пушки производится с целью отпугивания морских млекопитающих от сейсмического судна.

После временного снижения мощности возобновление работ проводится методом мягкого старта.

Если морское млекопитающее обнаружено в пределах зоны мониторинга и в соответствии с характером его движения и текущим местоположением может войти в зону повреждения, то скорость судна и/или прямой курс, в случае необходимости и целесообразности, могут быть изменены.

Принятие мер в случае инцидентов с морскими млекопитающими

Вероятность столкновения судна с морскими млекопитающими мала, поскольку морские животные обладают хорошим слухом и, как правило, сами избегают опасного приближения к судну. Постоянное наблюдение за поверхностью моря позволяет избежать столкновений между судном и морскими млекопитающими.

Наблюдатели не должны предпринимать никаких самостоятельных попыток поймать, вылечить, стабилизировать состояние, транспортировать или освободить пострадавшее морское млекопитающее. Непосредственный контакт разрешен только после консультаций с координатором работ по НММ и представителем компании-заказчика работ.

Действия наблюдателей в случае столкновения с морскими млекопитающими показаны на рисунке 7.6.



Рис. 7.6 – Действия в случае столкновения и запутывания морских млекопитающих

Таблица 7.7 – Сводные положения по минимизации воздействия на морских млекопитающих

Событие	Зона безопасности (см. рисунок)	Принимаемые меры
Пневмоисточники выключены (переход или дрейф судна)		
Переход судна в район работ	—	Обходить районы нагула и скопления ММ
Перед включением пневмоисточников За 30 мин до начала включения ПИ		
Ластоногие замечены в заданном радиусе от ПИ	≤ 250 м	Работа ПИ не начинается, пока морское млекопитающее не покинет опасную зону
Мелкие китообразные или белый медведь замечены в заданном радиусе от ПИ	≤ 500 м	Работа ПИ не начинается, пока морское млекопитающее не покинет опасную зону
Крупные китообразные замечены в заданном радиусе от ПИ	< 1000 м	Работа ПИ не начинается, пока морское млекопитающее не покинет опасную зону
Пневмоисточники включены		
Ластоногие, китообразные или белый медведь обнаружены вблизи зоны безопасности или двигаются по направлению к ее границам	1000 – 250 м	Постоянное наблюдение за животными
Ластоногие, китообразные или белый медведь обнаружены в пределах зоны возможного физического повреждения	≤ 250 м	Работа ПИ должна быть остановлена до момента покидания ММ опасной зоны
Инциденты с ММ		
Происшествия (запутывание ММ в косях пневмоисточников, столкновение с ММ, ранение ММ, потеря ориентации или неадекватное поведение ММ)		Прекращение всех работ до ликвидации последствий происшествия (отключение пневмоисточников, остановка или смена курса судна)
Непредвиденные события		Меры принимаются с учетом поведения ММ, с минимальным вмешательством в программу работ по сейсмической съемке

Вероятность запутывания животных в забортном оборудовании мала. Действия наблюдателей в случае запутывания морского млекопитающего показаны на рисунке 7.4.

Сводные положения по минимизации воздействия на морских млекопитающих представлены в таблице 7.7.

7.3. Воздействие на окружающую среду гидрометеорологических и геофизических работ

Геофизические и гидрографические работы осуществляются с борта НИС и включают в себя следующие виды исследований.

1. Сейсмоакустическое профилирование с использованием электродинамического источника сейсмоакустических волн.
2. Эхолотирование морского дна.
3. Пробоотборные работы с использованием забортного пробоотборника.
4. Измерение гидрологических и метеорологических параметров.

При выполнении гидрографо-геофизических работ основное воздействие на окружающую среду оказывается источниками возбуждения упругих колебаний. Это воздействие имеет место преимущественно в приповерхностном горизонте водной толщи.

Используемые источники характеризуются относительно низкой энергией (максимум 2,5 кДж). Оценка энергетического воздействия на окружающую среду источников упругих колебаний показывает, что оно менее значительно, чем влияние винто-рулевых устройств морских судов.

Аппаратурно-технические комплексы с аналогичными техническими характеристиками широко используются в бассейнах Северного моря, Мексиканского залива и других акваторий, где экологические требования сопредельных государств (Норвегия, США, Дания и др.) также являются достаточно жесткими.

Выполнение гравитационного пробоотбора донных проб подразумевает точечное и кратковременное воздействие грунтоноса на морское дно. Диаметр трубки составляет 112-132 мм, время касания – несколько секунд. Соотношение площади исследований к площади воздействия ничтожно – $25 \text{ ст} \times S_p / 1 \text{ км}^2$ составляет $\approx 2,5 \text{ м}^2 / 1 \text{ км}^2$, т.е. $2,5 \times 10^{-6}$. Так как морской грунт водонасыщен, то после извлечения трубки образовавшаяся полость самопроизвольно «затягивается», не оставляя «следов» на поверхности. Извлеченный керн исследуется на борту судна и/или доставляется в стационарную лабораторию АМИГЭ. После выполнения лабораторных исследований остатки грунта утилизируются в установленном порядке.

При производстве гидрометеонаблюдений используется стандартное оборудование. Измерители параметров водной среды и атмосферы являются пассивными по своей механике и не оказывают воздействия на среду. Приборы для измерения скорости, направления течений, волнений, уровня имеют герметичный и нетоксичный корпус, который защищает внутреннюю «начинку» от воздействия морской воды, а также от ее воздействия на последнюю. По окончании исследований все приборы извлекаются и хранятся на судне (на базе предприятия).

Таким образом, воздействие перечисленных видов работ на окружающую среду носит незначительный и кратковременный характер и не может

серьезно повлиять на биопродуктивность и экологические условия района работ.

7.4. Воздействие на окружающую среду инженерно-геологического бурения и пробоотбора

При бурении не используется промывка, и как таковое обустройство скважины (поинтервальное погружение обсадной колонны) не выполняется. Данный вид работ по отечественной государственной классификации можно отнести к грунтовому пробоотбору, который выполняется методом вибрационного задавливания. При этом весь отобраный грунтовый материал упаковывается и доставляется в лабораторию.

Меры по консервации и ликвидации скважин не предусматриваются, т.к. данные работы ориентированы исключительно на неглубокое бурение в подповерхностном слое слаболитифицированных осадков. Буровая колонна после завершения бурения полностью извлекается из скважин, а обсадной колонны при данном способе бурения нет.

Цементация в скважинах не проводится. Опыт работ в других регионах (в частности, на шельфе о. Сахалин) показал, что попытки ликвидации инженерно-геологических скважин путем цементации оказываются безуспешными. Причиной этого является очень быстрое естественное оплывание стенок сразу же после извлечения буровой и обсадной колонн, в результате чего цементный раствор, закачанный в скважину, выжимается на поверхность дна и растекается по ней. То есть цементация скважин приводит к увеличению площади дна, подвергаемой воздействию.

Возможные небольшие аварийные ситуации технического характера (прихват снаряда, обрыв буровой колонны и пр.) ликвидируются собственными силами с помощью специального оборудования, имеющегося на борту (ловильный инструмент и др.). Аварии, связанные с внезапным прорывом высоконапорных флюидов, исключаются, так как глубина бурения не превышает 40 м.

Продолжительность воздействия на окружающую среду не носит длительного характера. Приблизительная расчетная продолжительность работ составляет около одного-полутора календарных месяцев. Однако как показывает опыт работ, значительные затраты времени связываются с погодными условиями. Большая часть времени при работе обычно уходит на ожидание благоприятных погодных условий. Поэтому для выполнения работ резервируется значительно больший период времени. Время бурения одной скважины глубиной до 40 м составляет около 1 суток, глубиной до 20 м – менее 1 суток.

Спектральная плотность шума в воде при инженерно-геологическом бурении во всем частотном диапазоне (до 0.5к Гц) не превышает 70 дБ по отношению

к 1кПа (приведено к 1 м). Уровень шума падает с расстоянием по зависимости $10 \cdot \text{Log} R_m$, где R_m – расстояние в м. На удалении 10 м от судна уровень шума составляет 50–70 дБ, 100 м – 30–40 дБ, 1000 м – <10дБ. В целом уровень шума при инженерно-геологическом бурении не превышает значений этого показателя для судна, идущего на полном ходу.

Большая часть поднятого грунтового материала отбирается в виде проб. Остатки упаковываются в специальные ящики и затем, по прибытии судна в порт, перевозятся на производственную базу, где хранятся на складе. Поскольку скважины проходятся с полным отбором керна, шлам и прочие отходы, связанные с бурением, отсутствуют.

Производственно-экологический контроль выполняется при проведении буровых работ. Для чего в течение всего времени выполнения буровых работ на борту НИС производится мониторинг водной и грунтовой среды, который включает:

- отбор проб воды;
- отбор проб поверхностных грунтов в точках бурения.

Отбор проб воды производится батометром с борта судна перед началом бурения, в процессе работ и по завершении бурения каждой скважины. Пробы воды подвергаются визуальному определению количества взвеси. Поверхностные пробы грунта, отобранные зонтичным дночерпателем анализируются в лаборатории на гранулометрический состав.

Из вышесказанного следует, что соблюдение программы работ инженерно-геологического бурения, нормативных и экологических правил позволяет минимизировать или исключить отрицательное влияние на условия обитания гидробионтов и окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аковецкий В. Г.* Аэрокосмический мониторинг месторождений нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 454 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0329-1.
2. *Амтилов Ю. П.* От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М., ООО «Издательство «Спектр», 2008. – 384 с.
3. *Амтилов Ю. П., Батулин Д. Г.* Новейшие технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке морских месторождений нефти и газа // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 2. – С. 31–36.
4. *Бабаянц П. С., Блох Ю. И., Трусов А. А.* Интерпретационная томография по данным гравиразведки и магниторазведки в пакете программ «СИГМА-3D» // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 31-й сессии международного семинара им. Д. Г. Успенского. М: ОИФЗ РАН. 2004. С. 11.
5. *Бабаянц П. С., Контарович О. Р.* Комплексные аэрогеофизические работы на арктическом шельфе. НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ, № 10, 2015 г. С. 6–15.
6. *Бадю Ю. Б.* Газоносные структуры и криогенная толща криолитологических провинций Ямала. Инженерная геология № 1/2017, с. 23–34.
7. *Балашканд М. И., Ловля С. А.* Источники возбуждения упругих волн при сейсморазведке на акваториях. М., 1977.
8. *Богданов Г. А., Кобзарев Г. Ю., Делия С. В., Зеленцов В. В., Иванов С. А., Леггейдо П. Ю., Мадельбаум М. М.* Опыт применения и геологические результаты работ дифференциальным нормированным методом электроразведки на российской акватории Каспийского моря. Геофизика №5, 2004 г. С.
9. *Богоявленский В. И., Дзюбло А. Д., Иванов А. Н., Богоявленский И. В., Никонов Р. А.* Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый тигр и Дракон. Геология нефти и газа, № 5 2016 г.
10. *Вовк В. С., Агаджанянц И. Г., Дзюбло А. Д.* Геологическое строение акватории Обской и Тазовской губ по результатам сейсморазведочных работ 1995–1998 гг. Материалы юбилейной конференции. Теория и практика морских геолого-геофизических исследований. Геленджик, 20–24 сентября 1999 г. С. 126–127.
11. *Вовк В. С., Колесов В. В., Чернов А. А., Дзюбло А. Д.* Особенности проявления тектонических элементов и месторождений углеводородов района Обской и Тазовской губ в аномалиях потенциальных полей. Нефтяное хозяйство, № 8, 2008. С. 28–33.
12. *Воскресенский Ю. Н.* Построение сейсмических изображений: Учеб. пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 2006. – 116 с.

13. *Воскресенский Ю. И.* Полсвая геофизика: Учеб. для вузов. — М.: ООО «Издательский дом Недр», 2010. — 479 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0354-3.
14. *Дзюбло А. Д.* Результаты применения современных технологий поиска и разведки углеводородов на арктическом шельфе. Нефть, Газ и Бизнес, 4/2006 г. С. 18–23.
15. *Дзюбло А. Д., Алексеева К. В.* Технологии и особенности освоения месторождений углеводородов в мелководных транзитных зонах Приамальского шельфа Карского моря. Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, № 1/294, 2019. С. 17–29.
16. *Дзюбло А. Д., Воронова В. В.* Исследование механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей. Безопасность труда в промышленности. № 4, 2019. С. 69–77.
17. *Дзюбло А. Д., Воронова В. В., Перекрестов В. Е.* Исследование приповерхностного газа шельфа о. Сахалин и минимизация рисков при строительстве морских скважин. Ассоциация буровых подрядчиков. №3, 2019 г.
18. *Дзюбло А. Д., Сторожева А. Е., Зонн М. С., Агаджанянц И. Г.* Ресурсы углеводородов дальневосточного шельфа и результаты их освоения. Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ, № 2 (39) / 2019. «Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа». С. 3–16.
19. *Евстафьев И. Л., Антонов Я., Базилевич С., и др.* Первое применение ответственного сейсмического комплекса 3D с донными станциями. Материалы конференции EAGE, Геленджик, 2019 г.
20. *Казанин Г. С., Нечкаев С. А., Щедров В. А., Зимовский А. В.* Многокомпонентные морские сейсмические исследования на арктическом шельфе на базе технологии Geospace. Разведка и охрана недр, 4 – 2014. С. 40–47.
21. *Керимов В. Ю., Сетин Б. В., Богоявленский В. И., Шилов Г. Я.* Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. — М.: ООО «Издательский дом Недр», 2016. — 411 с.: ил.
22. *Кобранова В. Н.* Петрофизика. Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. И доп. — М.: Недр, 1986. — 392 с.
23. *Колесов В. В., Вовк В. С., Дзюбло А. Д., Кудрявцева Е. О.* Разведка и обустройство месторождений в прибрежной зоне Обской губы // Газовая промышленность. — № 12. — 2008. — С. 66–68.
24. *Локтев А. С.* Методические основы инженерно-геологических изысканий для нефтегазопромысловых сооружений на шельфе арктических морей. Кандидатская диссертация, 2004 г.
25. *Мандель А. Я., Холодилов В. А., Дзюбло А. Д.* Ресурсная база акваторий Обской и Тазовской губ и ее освоение в целях стабилизации добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе. Нефть, газ Арктики. Материалы международной научно-технической конференции, под ред. д.г.-м.н., проф. В. П. Гаврилова. — М.: Интерконтракт Наука, 2007. 352 с.

26. Марченко И.А., Демонов А.П., Черников Д.И. Особенности инженерных изысканий для постановки буровых платформ в арктических морях. Труды международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore, Санкт-Петербург, 2019 г. – С. 140–145 с.

27. Никитин Б.А., Вовк В.С., Агаджанянц И.Г., Дзюбло А.Д., Мартиросян В.Н., Рабей И. В. Комплексирование данных глубоководной сейсморазведки 3D и сейсмодъемки в переходной зоне «суша-море» для решения геологических задач на месторождении Варандей-море. Труды Четвертой Международной конференции RAO 99. Освоение шельфа арктических морей России, Санкт-Петербург, 6–9 июля 1999 г.

28. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодильов В.А., Дзюбло А.Д. Опыт проведения и результаты геологоразведочных работ «Газпром» в транзитном мелководье арктического шельфа. Сборник докладов Первой научно-практической конференции. «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России». Санкт-Петербург, 2004 г. С. 220–225.

29. Петренко В.Е., Сувалов А., Антонов Я., Тимофеев О., Вербицкий С., Чемоданов А. Импортозамещение для шельфовых проектов: оборудование для сейсмо- и электроразведки. Offshore Russia, ноябрь 2018.

30. Рокос С.И. Инженерно-геологические особенности приповерхностных зон аномально высокого пластового давления на шельфе Печорского и южной части Карского морей // Инженерная геология, №4, 2008. С. 22–28.

31. Тулупов А.В. Современные технологии в морской разведочной геофизике: высокопроизводительная электроразведки и многокомпонентная сейсмика высокого разрешения. Труды международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore, Санкт-Петербург, 2015 г. – С. 97–100.

32. Тулупов А.В., Лисицын Е.Д., Каспер В.Э., Петров А.А. Аппаратурный комплекс для морской электроразведки нефтегазовых месторождений и способ морской электроразведки. Патент РФ № 2510052, 20.03.2014.

33. Федьинский В.В. Разведочная геофизика. М., Недра, 1964.

34. Холодильов В.А., Дзюбло А.Д., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Нежданов А.А., Горбунов С.А., Огибенин В.В. Научно-производственный опыт проведения геологоразведочных работ в акваториях Обской и Тазовской губ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 9, 200. С. 28–35.

35. Шнейерсон М.Б., Майоров В.В. Наземная сейсморазведка с неразрывными источниками колебаний. М., 1980.

36. Distribution of the gas hydrate stability zone in the Ross Sea, Antarctica/ M. Giustiniani, U. Tinivella, C. Sauli, B.D. Vedova// Andean Geology. – 2017. – Vol. 45. – № 1. – P. 78–86. DOI: <http://dx.doi.org/10.5027/andgeoV45n1-2989>.

37. The challenges of quantifying the carbon stored in Arctic marine gas hydrate/ H. Marn-Moreno, M. Giustiniani, U. Tinivella, E. Piero// *Marine and Petroleum Geology*. – 2016. – Vol. 71. – P. 76–82. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.11.014.
38. Forecast of gas hydrates distribution zones in the Arctic Ocean and Adjacent Offshore Areas/ V. Bogoyavlensky, A. Kishankov, A. Yanchevskaya, I. Bogoyavlensky// *Geosciences*. – 2018. – Vol. 8. – № 12. – P. 1–17. DOI: <https://doi.org/10.3390/geosciences8120453>.

РУКОВОДЯЩИЕ ДОКУМЕНТЫ ПРИ ВЕДЕНИИ МОРСКИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ:

1. «Инструкция по морской магнитной съемке» (ИМ-86), 1986 г.; ГУНиО МО СССР.
2. «Инструкция по морской гравиметрической съемке», (ИГ-78), 1979 г.; ГУНиО МО СССР.
3. «Инструкция по морской сейсморазведке и сейсмоакустике», 1986г.; ПО «Южморгеология».
4. «Инструкция по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ», Новосибирск, СНИИГТиМС, 1997.
5. «Инструкция по навигационно-гидрографическому и геодезическому обеспечению морских геологоразведочных работ». (ИНГГО-86).
6. Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений. СП 11-114-2004, ФГУП «ЛНИИИС» Госстроя РФ.
7. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть 1. Общие правила производства работ. СП 11-105-97, ФГУП «ЛНИИИС» Госстроя РФ.
8. Правила безопасности ведения морских геологоразведочных работ (РД-08-37– 5), Госгортехнадзор, 1995 г.

ОБ АВТОРАХ

Дзюбло Александр Дмитриевич

В 1972 г. окончил МИНХиГП им. И. М. Губкина по специальности «Горный инженер-геофизик».

Должность в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений с 2009 г., заместитель заведующего кафедрой по научной работе.

Профессиональная деятельность: в Университете им. И. М. Губкина инженер, ст. инженер, младший научный сотрудник кафедры промышленной геофизики, зав. лабораторией геолого-геохимических и петрофизических исследований (1973–1989); зав. лабораторией физики пласта НИПИморнефтегаза СП «Вьетсовпетро» (1990–1994); начальник геологического отдела ООО Газфлот (ДО «Газпром») (1996–2009). Участник открытия на Южном шельфе Вьетнама – уникального нефтяного месторождения Белый Тигр в кристаллических породах фундамента, на арктическом шельфе – трех нефтяных месторождений в Печорском море (Долгинское, Варандей-море, Медыньское-море) и четырех газовых – в Обской и Тазовской губах, в том числе уникального – Каменномысское-море.



Кандидатская диссертация «Литолого-петрофизические исследования глубокопогружных отложений юры и нижнего мела севера Тюменской области как основа научного прогнозирования их коллекторских свойств» (1984); докторская диссертация «Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов» (2009).

Автор более 140 научных публикаций, монографии: «Коллекторы юрского нефтегазового комплекса севера Западной Сибири» (1990), учебного пособия: «Нефтегазоспособность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока» (2018).

Читает лекции по дисциплинам «Морская геология», «Морские геолого-геофизические исследования», «Испытание и гидродинамические исследования скважин и пластов при освоении морских месторождений углеводородов».

Наряду с учебной работой – руководитель научно-исследовательских работ по проектированию геологоразведочных работ, изучению геологического строения и нефтегазоспособности шельфа Арктики (Баренцево-Карский регион) и Дальнего Востока (шельф Камчатки и Сахалина). Действительный член Академии технологических наук Российской Федерации.

Действительный член Российской Академии естественных наук.

Доктор геолого-минералогических наук по специальности «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Член специализированных Советов по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.200.02, Д 212.200.05 и Д 212.200.15 при Российском государственном Университете нефти и газа имени И. М. Губкина.

Эксперт ПАО «Газпром». Член секции НТС ПАО «Газпром» «Техника и технология разработки морских месторождений».



Агаджанянц Иван Григорьевич

В 1975 году окончил Азербайджанский институт нефти и химии по специальности «Горный инженер-геофизик». В настоящее время работает в ФГБУ ВНИГНИ, где занимается сопровождением морских геологоразведочных работ с целью оценки их качества, выполняемых за счет государственного бюджета.

Трудовую деятельность начал в 1975 году, в г. Баку в тресте «Азнефтегеофизразведка», – где проработал до 1985 г. на различных должностях в интерпретационных группах и морских партиях. С 1985 г. по 1994 г., работая в тресте «Дальморнефтегеофизика», принимал непосредственное участие в организации и выполнении работ на шельфах дальневосточных морей РФ, Вьетнама, Индии, Северной Кореи.

В период с 1994 года по 1998 г. работал в РАО «Газпром», в Управлении техники и технологии разработки морских месторождений в должности главного технолога. В 1998 г. был назначен на должность заместителя генерального директора по геологии ДП «Газфлот», где при его непосредственном участии были открыты нефтегазовые месторождения на шельфе Печорского моря и Обской губы.

В период 2002–2005 гг. работал в Южно-Сахалинске и Москве в ООО «ТНК-Сахалин» и «ТНК-ВР» в должностях главного геолога, где руководил проведением ГРП на морских лицензионных участках.

В период 2005–2007 гг. работал в должности заместителя генерального директора – главного геолога операционной компании «VRJ Petroleum Co.». При его участии в СРВ были успешно решены задачи по открытию нефтяного месторождения «Морская черепаха».

С 2007 г. до 2009 г. работал в «Интергео», где проводил оценки геолого-экономической эффективности участия инвесторов в проектах освоения месторождений. В ООО «Газпром нефть шельф» в 2009–2012 гг. непосредственно участвовал в доразведке Чайдинского НГКМ Якутии.

Работая в 2013–2015 гг. в ООО «Ростех–Глобальные ресурсы» в должности главного геолога по нефтяным проектам занимался созданием геологических моделей участков недр для привлечения инвестиций.

За время работы в различных геологоразведочных предприятиях принимал непосредственное участие в открытии нефтяных и газовых месторождений на шельфе Каспийского, Охотского, арктических морей, шельфе Вьетнама. Участвовал во внедрении и проведении первых в России сейсморазведочных работах 3D на морской акватории (1995 г.) и транзитной зоне «суша-море» (1998 г.).

Награжден почетным званием «Отличник разведки недр» и памятным знаком «50 лет Дню геолога».



Петренко Вадим Евгеньевич

В 1992 г. окончил Государственную академию нефти и газа имени И.М. Губкина (в настоящее время Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина). В 2005 г. окончил Московский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе.

Трудовую деятельность начал в 1992 г. на предприятии ГП «Черноморнефтегаз» г. Симферополя в качестве оператора, а затем мастера по добыче газа.

В период с 1993 по 1996 гг. работал в СП «Вьетсовпетро» (Вьетнам) заместителем начальника МСП/ЦТП-2, организовывал запуск в эксплуатацию МСП-1 «Дракон» и координировал работы на блок-кондукторах ЦТП-2 месторождения «Белый Тигр».

С 1996 по 1997 гг. работал заместителем начальника отдела добычи и транспорта нефти и газа ГП «Черноморнефтегаз», планировал деятельность предприятия, контролировал выполнение производственных планов и задач.

В период с 1997 по 2003 гг. работал в ООО «Газфлот», г. Москвы в должности заместителя Главного инженера, Начальника отдела обустройства, капитального строительства и материально-технического снабжения, а также заместителя Генерального директора по капитальному строительству и материально-техническому снабжению. Организовывал и контролировал в качестве Заказчика – застройщика, строительство специальных технических средств для разработки морских месторождений на судостроительных верфях Мурманска, Северодвинска, Астрахани и Тюмени. Участвовал в организации геологоразведочных работ, в ходе которых были открыты «Варандей-море» и «Северо-Долгинское» месторождения. Подготавливал порт г. Ямбурга к отстоя плавтехсредств.

Работая в 2003–2011 гг. в ООО «ЦентрКаспнефтегаз», г. Москвы в должности заместителя генерального директора по производству, занимался организацией и реализацией проекта геологоразведочных работ на структуре «Центральная», где бурением первой скважины было открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение. Координировал выполнение технико-экономического обоснования соглашения о разделе продукции для дальнейших переговоров с Правительством Российской Федерации.

С 2011 по 2013 гг. заместитель директора Филиала – Начальник Управления техники и технологии морских месторождений «Газпром Эп Интернэшнл» в г. Москве.

Координировал и контролировал обустройство месторождений, строительство морских скважин, планы по добыче и выполнение решений Совместных Координационных и Управляющих комитетов в реализуемых проектах.

С 2013 г. по настоящее время – начальник Управления ПАО «Газпром».

Боле 27 лет профессиональной деятельности связано с организацией добычи, подготовки и транспортировки углеводородов морских условиях отечественных и зарубежных проектов. Соавтор патентов на изобретения по тематике обеспечения добычи углеводородного сырья в морских условиях, автор ряда научных трудов по проблемам обеспечения освоения морских месторождений углеводородов.

Председатель секции «Техника и технология разработки морских месторождений» научно-технического совета ПАО «Газпром».

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Дзюбло Александр Дмитриевич
Агаджанянц Иван Григорьевич
Петренко Вадим Евгеньевич

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ

Редактор *Т.К. Рубинская*
Художник-график *М.С. Голубева*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Я.В. Ткачева*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать 26.11.2020. Формат 70×100 ¹/₁₆. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,32. Уч.-изд. л. 22,0. Тираж 500 экз. Заказ 7144.

Отпечатано в типографии ООО «Буки Веди», 117246, г. Москва, проезд Научный, д. 19, этаж 2, ком. 6Д, оф. 202+7 (495) 926-63-96, www.bukivedi.com, info@bukivedi.com

ISBN 978-5-91961-338-1



9 785919 613381